

Paavo Haverinen

Sähköasemien varasyöttösuunnitelma

Sähkötekniikan korkeakoulu

Diplomityö, joka on jätetty opinnäytteenä tarkastettavaksi
diplomi-insinöörin tutkintoa varten Espoossa 16.3.2015

Työn valvoja:

Professori Matti Lehtonen

Työn ohjaaja:

DI Jukka Ahonen



Aalto-yliopisto
Sähkötekniikan
korkeakoulu

Tekijä: Paavo Haverinen

Työn nimi: Sähköasemien varasyöttösuunnitelma

Päivämäärä: 16.3.2015

Kieli: Suomi

Sivumäärä: 10+120

Sähkötekniikan laitos

Professori: Sähköjärjestelmät

Koodi: S-18

Valvoja: Prof. Matti Lehtonen

Ohjaaja: DI Jukka Ahonen

Uuden sähkömarkkinalain (588/2013) vaikutukset lakisääteiseen sähköjakeluverkkoliiketoimintaan ovat merkittävät. Sähkömarkkinalaki asettaa selkeät tavoitetasot keskeytyksille, ja asiakkaalle keskeytyksistä maksettavat vakiokorvaukset ovat suuremmat kuin aikaisemmassa sähkömarkkinalaissa. Verkon toimitusvarmuuden lisääminen kasvattaa verkonhaltijan vuosittaisia investointikustannuksia, joten ennakoivalla ja oikein kohdennetulla suunnittelulla saadaan sähköverkko uuden sähkömarkkinalain vaatimusten mukaiseksi.

Diplomityön tavoitteena oli selvittää 110/20 kV:n ja 45/20 kV:n sähköasemien varasyötön nykytilanne päämuuntaja- ja kiskoviassa. Korvausyhteyksien selvittäminen on tärkeää toimitusvarmuuden kannalta. Työn ensimmäisessä osassa keskitytään sähköjakelun peruserätyksiin ja säädöksiin sekä komponenttien luotettavuuteen aikana, jolloin sähköasema ei ole korvattavissa. Toisena työn osana on sähköasemien varasyöttösuunnitelma, jossa esitetään nykyverkon korvausyhteydet ja niiden kuormittuminen sekä korvausasemat. Kolmantena työssä keskitytään varasyötön kannalta ongelmallisiin kohteisiin nykytilanteessa ja tulevaisuudessa, ja kohteiden luotettavuutta verrataan mahdolliseen vikaan. Luvussa myös ehdotetaan parannusvaihtoehtoja, joilla korvaustilanteita voidaan reaalisesti parantaa.

Selvityksen tuloksena saatiin, että usean sähköaseman varasyöttäminen on mahdotonta liian vähäisen korvauskapasiteetin takia. Kiskoviassa tilanne on päämuuntajavikaa huonompi, koska johtolähtöjen välissä ei ole riittävästi erottimia tai johtimilla syntyvä jännitteenalenema kasvaa liikaa, jonka kompensoimiseksi ei ole käytettävissä mahdollisia kompensointikondensaattoreita sähköaseman kiskostossa. Varasyötössä ongelmaksi voi muodostua myös korvaavan päämuuntajan tai runkojohtimien ylikuormittumiset, jotka asettavat myös reunaehdot varasyötettävyydelle. Vaikka monessa tilanteessa varasyöttäminen ei ole mahdollista, voimajärjestelmä on riittävän luotettava ja mahdollinen vika aiheuttaa ongelman vain lyhyen jakson ajan ja vain tietyillä sähköasemilla.

Avainsanat: keskijänniteverkko, päämuuntajavika, kiskovika, varasyöttö

AALTO UNIVERSITY
SCHOOL OF ELECTRICAL ENGINEERING

ABSTRACT OF THE
MASTER'S THESIS

Author: Paavo Haverinen

Title: Substation interconnection plan

Date: 16.3.2015

Language: Finnish

Number of pages: 10+120

Department of Electrical Engineering

Professorship: Electrical systems

Code: S-18

Supervisor: Prof. Matti Lehtonen

Advisor: M. Sc. (Tech) Jukka Ahonen

The new Finnish Electricity Market act (588/2013) has set clear target levels for duration of the outages and new customer compensations levels. Distribution network operators have been forced to invest increasingly to the distribution network in order to the reliability of delivery to fulfill the ordinance. Also at this moment the resource allocation of the investments must have been done and planned even more accurate.

The objective of this study was to clear the state of the interconnection capacity of the 110/20 kV and 45/20 kV substations in case of failure of the power transformer or the bus bar system. The network load flow calculations were made in normal and peak power situation. Determining the interconnection capacity was important since the reliability of the network was known and the future planning would concentrate in the problematic parts of the interconnections. The first part of the thesis was about the theory and technical back-round of the network calculations. The second part consists of the clarifying the situation of the interconnection capacity of the present network and which middle voltage (MV) lines have been used for interconnections. The last part of thesis was process how the problematic substations should be replaced in future and also there were the suggestions how the level of the interconnection capacity could be increased and which are the solutions to increase reliability of the delivery.

The result of this thesis was that multiple substations have low interconnection capacity. In case of bus bar fault the situation was worse compared to the case of power transformer failure because the connection switches between the MV lines were missing or the voltage drop increased too high. Sometimes, during the interconnection, the problem is the overload of the power transformer and the MV line or cable. Even though in many cases the substation interconnection level was low the reliability of the power system occurred to be in good level and the possible failure caused problems only for a short period and for the certain substations.

Keywords: MV network, power transformer fault, bus bar fault, substation, interconnection

Esipuhe

Tämä diplomityö tehtiin PKS Sähkönsiirto Oy:n antamasta ja rahoittamasta aiheesta syksyn 2014 ja kevään 2015 aikana Aalto-yliopiston sähkötekniikan korkeakoululle. Haluan kiittää seuraavia henkilöitä:

DI Jukka Ahonen ohjasi työtäni ammattitaitoisella ja määrätietoisella otteella. Työn aikana ongelmatilanteissa ovat auttaneet verkonkehityksen yleissuunnittelijat ja alue-suunnittelijat, joiden kokemusten ja näkemysten ansiosta suunnittelutyö onnistui.

Haluan kiittää työn ohjaajaa professori Matti Lehtosta joustavasta ja avuliaasta suhtautumisesta työn tekemiseen Joensuussa.

Kiitän myös avovaimoani, ystäviäni ja perhettäni opintojeni tukemisesta.

Joensuussa, 16.3.2015

Paavo Haverinen

Sisältö

Tiivistelmä

Abstract

Esipuhe	v
---------------	---

Symbolit ja lyhenteet	viii
-----------------------------	------

Lyhenteet.....	ix
----------------	----

1 Johdanto.....	1
------------------------	----------

2 Sähkönjakelu	2
-----------------------------	----------

2.1 Sähkömarkkinalaki	2
-----------------------------	---

2.2 Keskeytyskustannus	3
------------------------------	---

2.3 Varasyöttäminen ja korvaaminen	4
--	---

2.4 Vyöhykemallin vaikutus suunnitteluun	5
--	---

2.5 PowerGrid verkko-omaisuuden hallintajärjestelmä	6
---	---

2.6 Jännitteenalenema	7
-----------------------------	---

2.7 Jännitetasen vaihtelut	8
----------------------------------	---

2.8 Sähköasema	8
----------------------	---

2.8.1 Päämuuntaja	8
-------------------------	---

2.8.2 Kiskojärjestelmä.....	9
-----------------------------	---

2.9 Sähköverkon kehittämismenetelmät.....	10
---	----

2.9.1 Sähköaseman rakentaminen	10
--------------------------------------	----

2.9.2 Häiriökapasiteetti	11
--------------------------------	----

2.9.3 Verkon ja KJ-johdon saneeraus ja rakentaminen.....	12
--	----

2.9.4 Kaapelointi	13
-------------------------	----

2.9.5 Kaapelin ylikuormitettavuus	13
---	----

2.9.6 Tienvarsirakentaminen ja vierimetsän hoito	14
--	----

2.9.7 PAS-johdot.....	14
-----------------------	----

2.9.8 Kilovoltin sähkönjakelu	14
-------------------------------------	----

2.9.9 Muut ratkaisut	15
----------------------------	----

3 Sähköjärjestelmän luotettavuus	16
---	-----------

3.1 Luotettavuus	18
------------------------	----

3.2 Riskiluokat.....	19
----------------------	----

3.3 Syöttöverkon vika ja sähköasemavika	21
---	----

4 Sähköasemien varasyötön nykytilanne	25
--	-----------

4.1 Valtimon sähköasema.....	26
------------------------------	----

4.2 Nurmeksen sähköasema	28
--------------------------------	----

4.3 Saavan sähköasema	30
-----------------------------	----

4.4 Rantalan sähköasema	31
-------------------------------	----

4.5 Juuan sähköasema	34
----------------------------	----

4.6 Ahmovaaran sähköasema	36
---------------------------------	----

4.7 Martonvaaran sähköasema	38
-----------------------------------	----

4.8 Polvijärven sähköasema	39
----------------------------------	----

4.9 Vasikkavuoren sähköasema.....	41
-----------------------------------	----

4.10 Mankisen sähköasema	42
--------------------------------	----

4.11 Tuusniemen sähköasema	43
----------------------------------	----

4.12 Riistaveden sähköasema	45
-----------------------------------	----

4.13 Palokin sähköasema	47
-------------------------------	----

4.14 Heinäveden sähköasema	49
----------------------------------	----

4.15 Viinijärven sähköasema.....	51
----------------------------------	----

4.16 Liperin sähköasema	53
-------------------------------	----

4.17 Ylämyllyn sähköasema	55
---------------------------------	----

4.18	Lehmon sähköasema.....	57
4.19	Kuurnan sähköasema.....	59
4.20	Reijolan sähköasema.....	61
4.21	Honkavaaran sähköasema.....	63
4.22	Kiihtelysvaaran sähköasema.....	64
4.23	Rääkkylän sähköasema.....	66
4.24	Kiteen sähköasema.....	67
4.25	Puhoksen sähköasema.....	69
4.26	Tohmajärven sähköasema.....	71
4.27	Saarion sähköasema.....	72
4.28	Uskalin sähköasema.....	73
4.29	Kesälahden sähköasema.....	74
4.30	Tuupovaaran sähköasema.....	76
4.31	Ilomantsin sähköasema.....	78
4.32	Pamilon sähköasema.....	80
4.33	Pesäkankaan sähköasema.....	81
4.34	Enon sähköasema.....	83
5	Ongelmalliset sähköasemat	85
5.1	Nurmes	86
5.1.1	Toimenpiteet varasyöttöasteen parantamiseksi.....	88
5.2	Juuka.....	89
5.2.1	Toimenpiteet varasyöttöasteen parantamiseksi.....	92
5.3	Heinävesi	93
5.3.1	Toimenpiteet varasyöttöasteen parantamiseksi.....	95
5.4	Kesälahti	97
5.4.1	Toimenpiteet varasyöttöasteen parantamiseksi.....	99
5.5	Ilomantsi	100
5.5.1	Toimenpiteet varasyöttöasteen parantamiseksi.....	102
5.6	45 kV:n siirtoverkon vikaantumisen seuraukset	103
5.7	Joensuun talousalueen kasvu	104
5.7.1	Ylämylly ja Lehmo	104
5.7.2	Kuurna.....	106
5.7.3	Reijola	107
5.8	Varasyöttöyhteyksien vaatimukset.....	108
6	Lopputulokset.....	109
	Viitteet	111
	Liite A: Johtojen ja kaapeleiden kuormitusarvot	113
	Liite B: Todennäköisyydet	114
	Liite C: Korvattavuuksien yhteenveto	115
	Liite D: Päävarasyöttöyhteyksien virtamuuntajat	116
	Liite E: Ongelmallisten sähköasemien epäluotettavuudet	117

Symbolit ja lyhenteet

Symbolit

f_{res}	resonanssitaajuus
I	virta
I_j	johdon virta
K	kustannukset
K_{inv}	investointikustannukset
$K_{\text{häv}}$	häviökustannukset
K_{kesk}	keskeytyskustannukset
K_{kun}	kunnossapitokustannukset
K_R	rakennuskustannukset
K_{h1}	häviökustannus ensimmäisenä vuotena
p	rahan kasvuprosentti
P	pätöteho
P_{tr}	muuntajaa kuormittava pätöteho
$P(x)$	todennäköisyys
Q	loisteho
Q_c	kondensaattorin nimellisteho
Q_{tr}	muuntajaa kuormittava loisteho
$Q(t)$	epäluotettavuus
R	resistanssi
r	tehon kasvuprosentti
R_j	johdon resistanssi
$R(t)$	luotettavuus
S	näennäisteho
S_1	rajateho
S_k	verkon oikosulkuteho
T	suunnittelujakson pituus
U	jännite
U_d	jännitteenalenema
U_h	prosentuaalinen jännitteenalenema
U_n	nimellisjännite
U_{tr}	muuntajan ensiöpuolen nimellisjännite
X	reaktanssi
X_j	johdon reaktanssi
κ	häviöiden kapitalisointikerroin
c_h	häviöiden hinta
ϕ	tehokerroin

λ	vikataajuus
$\hat{\lambda}$	bayesilainen vikataajuusestimaatti
ϕ_j	johdon virran ja loppupään jännitteen välinen kulma

Lyhenteet

AHM	Ahmovaara
AJK	aikajälleenkytkentä
as	asiakas
ENSTO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity, Eurooppalaisten kantaverkkoyhtiöiden yhteistyöjärjestö
EMV	Energiamarkkinavirasto
HEI	Heinävesi
HKV	Honkavaara
ILO	Ilomantsi
JKA	Juuka
KAH	keskeytyksestä aiheutuva haitta
kev	kevennys
KJ	keskijännite
KSL	Kesälahti
KHT	Kiihtelysvaara
KTE	Kitee
kpl	kappale
kW	kilowatti
k-aste	kuormitusaste
KRN	Kuurna
LEH	Lehmo
LIP	Liperi
MNK	Mankinen
mmo	muuntamo
MW	megawatti
MRV	Martonvaara
NUR	Nurmes
PAL	Palokki
PAM	Pamilo
PES	Pesäkangas
PG	Power Grid, verkostolaskentaohjelmisto
PJ	pienjännite
PJK	pikajälleenkytkentä
POL	Polvijärvi
PUH	Puhos
PM	päämuuntaja
RLA	Rantala
REI	Reijola
RSV	Riistavesi
RKL	Rääkkylä
SA	sähköasema
SAAR	Saario
SVA	Saava
seur	seuranta
SFS	Suomen kansallinen standardi

siir	siirrettävä
TOH	Tohmajärvi
TUU	Tuupovaara
TSN	Tuusniemi
USK	Uskali
VLM	Valtimo
VS	varasyöttö
VSK	Vasikkavuori
VNJ	Viinijärvi
YMY	Ylämylly

1 Johdanto

Tässä diplomityössä tarkastellaan PKS Sähkönsiirto Oy:n sähköasemien varasyöttöä päämuuntaja- ja kiskoviassa. Sähkömarkkinalain muutos 1.9.2013 asetti uudet toimitusvarmuuskriteerit sähköverkkoyhtiöille. Sähkökatkojen enimmäispituus taajamassa on kuusi ja maaseudulla 36 tuntia. Tämä aiheutti PKS Sähkönsiirto Oy:lle tarpeen muuttaa aikaisempaa verkostostrategiaa melko radikaalisti. Työssä selvitetään, onko uudella verkostostrategialla vaikutusta sähköasemien varasyöttötilanteisiin ja millaiset vaikutukset varasyötöllä on verkostostrategian mukaiseen verkkomalliin.

Diplomityön tarkoituksena on määrittää PKS Sähkönsiirto Oy:n sähköverkon 110/20 kV:n ja 45/20 kV:n sähköasemien varasyöttötilanne. Työssä tutkitaan erityisesti sähköasemien varasyöttötarpeiden vaikutusta ja asettamia reunaehtoja yhtiön verkonkehityssuunnitelmaan. Lopputuloksena saadaan selville sähköasemien varasyötön nykytilanne ja ongelma-asemien sijainti, erilaisten sähköasemarakenteiden riskiluokat ja niiden luotettavuudet ongelma-asemilla, sähköasemakohtaiset toimenpiteet tavoiteltavaan varasyöttöasteeseen pääsemiseksi ja 20 kV:n verkon päävarasyöttösuunnat ja niiden vaatimukset. 20 kV:n verkon päävarasyöttösuuntiin ei kiinnitetä huomiota, jos tietyn sähköaseman simuloinnin aikana ei esiinny ongelmaa.

Käytännössä keskijänniteverkkoa simuloidaan PowerGrid-ohjelmistolla päämuuntaja- ja kiskoviassa vaihtamalla sähköverkon kuormitustilanteita. Simuloinnin tuloksena saadaan sähköverkon korvausyhteyksien tehonsiirtokapasiteetit seurantalaskenta- ja huipputehotilanteessa sekä sähköverkon komponentit, joista huomioitiin suurimmat runkojohtimilla olevat kuormitusasteet sekä korvaavan päämuuntajan kuormittuminen.

Luvussa 2 käsitellään sähkömarkkinalain vaikutusta sähköjakeluverkkoon sekä yleisiä suunnitteluohjeita. Lisäksi luvussa on esitetty sähkötekniilliset mitoitusohjeet ja sähköverkon kehittämismenetelmät.

Luvussa 3 esitetään, kuinka sähköasemien luotettavuutta lasketaan ja kuinka sähköasemat on jaettu eri riskiluokkiin. Luvussa selvitetään myös, miten siirtoverkon tai sähköaseman komponenttien vikaantuminen vaikuttaa järjestelmään ja mitkä niiden luotettavuudet ovat.

Luvussa 4 käsitellään varasyötön nykytilannetta sähköasemittain pää- ja kiskoviassa. Luvussa esitetään korvausyhteydet, niiden väliset erottimet, pullonkaulat ja päämuuntajan kuormittuminen. Luvusta 4 valitaan ongelmalliset sähköasemat lisätarkasteluihin lukuun 5.

Luku 5 käsittelee päämuuntajaviassa varasyötön kannalta ongelmallisia sähköasemia. Sähköaseman luotettavuutta verrataan aikaan, jolloin teho on korvauskapasiteettia suurempaa. Luvussa käsitellään myös varasyöttöä parantavia ratkaisuja, tiivistelmän korvausyhteyksien vaatimuksia. Lisäksi tarkastellaan, mitä täytyy ottaa huomioon korvausyhteyksiä suunnitellessa ja kuinka korvausastetta on mahdollista parantaa.

Luku 6 tiivistää varasyöttösuunnitelman ja kertoo lopputulokset verkon kehityksen näkökulmasta.

2 Sähkönjakelu

Sähköverkkoliiketoiminta on jatkuvasti kehittyvää liiketoimintaa, johon vaikuttavat voimakkaasti lainsäädäntö ja Energiaviraston määrittelemät ohjeet ja valvontamalli. Asiakkaat odottavat hyvää ja toimitusvarmaa sähkönlaatua edulliseen hintaan, jolloin sähkökatkojen vaikuttavuutta pyritään vähentämään investoimalla sähköverkkoa parantaviin ratkaisuihin. Viime aikoina sähköverkon rakentamisessa ollaan siirtymässä ilmajohtoratkaisusta sähköntoimituksen kannalta varmempaan, mutta kalliimpaan maakaapelointiin. Syynä toimitusvarmempaan verkkoon siirtymisessä on vuosien 2010 ja 2011 aikaiset suurhäiriöt, jotka aiheuttivat pitkiä keskeytyksiä Länsi- ja Itä-Suomessa. [1]

2.1 Sähkömarkkinalaki

Suomessa sähköverkkoliiketoiminta on sähkömarkkinalaissa säädettyä luvanvaraista toimintaa, johon vaaditaan Energiamarkkinaviraston (EMV) myöntämä sähköverkkolupa. Sähköverkkolupaa varten hakijan on täytettävä vaadittavat seitsemän yleistä vaatimusta, jotka lyhyesti määriteltynä vaativat hakijalta sähköverkkoliiketoimintaa varten oikeanlaista organisaatiota, riittävästi resursseja ja edellytykset kannattavaan liiketoimintaan. [4] Sähköverkkoliiketoiminta on alueellinen luonnollinen monopoli, koska samalle alueelle kansantaloudellisesti ei ole järkevää rakentaa useaa päällekkäistä jakeluverkkoa. Valvontaviranomainen, toiselta nimeltään ”regulaattori” pyrkii valvomaan verkkoliiketoiminnasta saatua voittoa ja tehostamaan verkkoyhtiön toimintoja. Verkkoyhtiölle on määrätty maksimituotto, jonka pysyvästä ylittämisestä verkkoyhtiö joutuu palauttamaan verkkoliiketoiminnasta saatuja voittoja takaisin asiakkailleen. Sallittu tuotto on riippuvainen verkkoon sitoutuneesta pääomasta, investoinneista, operatiivisten kustannusten suuruudesta ja toteutuneen keskeytyksen aiheuttaman haitan (KAH) ylityksestä tai alituksesta tavoitetasoon verrattuna. [2,s. 20] Regulaattorin tehtäviin kuuluu myös sähkönlaadunvalvonta, jossa regulaattori seuraa asiakkaalle sähkönjakelun keskeytymisestä aiheutunutta haittaa. Regulaattori valvoo sähköverkkoliiketoiminnasta ja siirtoliiketoiminnasta saatua tuottoa nelivuotisilla valvontakausilla [3].

Uuden sähkömarkkinalain laatuvaatimukset jakeluverkon suunnitteluun, rakentamiseen ja ylläpitoon:

- verkko on kantaverkonhaltijan asettamien käyttövarmuuden ja luotettavuuden vaatimusten mukainen
 - myrskyn tai lumikuorman seurauksena verkon vikaantuminen asemakaava-alueella ei aiheuta verkonkäyttäjälle yli 6 h kestävää keskeytystä
 - myrskyn tai lumikuorman seurauksena verkon vikaantuminen asemakaava-alueen ulkopuolella ei aiheuta verkonkäyttäjälle yli 36 h kestävää keskeytystä.
- [4]

Edellä mainituilla jakeluverkon laatuvaatimuksilla ohjataan verkon suunnittelu, rakentaminen ja ylläpito siihen, että verkon vikaantuminen myrskyn tai lumikuorman takia voi asemakaava-alueella keskeyttää sähkönjakelun enintään kuudeksi tunniksi ja asemakaavan ulkopuolella maaseudulla enintään 36 tunniksi. [4] Uudet 6:n ja 36 tunnin sähkönjakelukeskeytysten enimmäispituudet tulevat voimaan kolmessa eri vaiheessa. Vuoden 2019 loppuun mennessä 50 %, vuoden 2023 loppuun mennessä 75 % ja vuoden 2028 loppuun mennessä 100 % sähkönkäyttäjistä on vaatimuksen piirissä.

Uuden sähkömarkkinalain takia PKSS on muuttanut omaa suunnittelua ja rakentamista siten, että on siirrytty ns. vyöhykemalliin ja ilmajohtojen sijasta käytetään enemmässä määrin maakaapelointiratkaisuja. [4]

Jakeluverkon käyttövarmuudella tarkoitetaan sen luotettavuutta ja sitä, kuinka usein sähköjakelu keskeytyy. Keskeytykset voidaan jakaa suunniteltuihin keskeytyksiin, joista ilmoitetaan sähkökäyttäjille etukäteen ja häiriökeskeytyksiin, jotka johtuvat jakeluverkon komponenttien vikaantumisista. Häiriökeskeytykset jaetaan lyhyisiin ja pitkiin keskeytyksiin sekä jännitekuoppiin. [2 s.77] Lyhyt ja pitkä vikakeskeytys voidaan erottaa toisistaan 3 minuutin aikarajalla siten, että alle 3 minuuttia kestävät vikakeskeytykset ovat lyhyitä ja siitä ylimenevät ovat pitkiä vikakeskeytyksiä. Jännitekuoppa määritellään SFS-EN 50160 -standardissa siten, että jakelujännite on 1–90 % vertailujännitteestä.

Sähkömarkkinalaissa on määrätty, että sähkökäyttäjälle on maksettava vakiokorvaus, joka riippuu sähkökäyttäjän vuoden aikaisesta siirtopalvelumaksusta ja keskeytyksen ajasta. Vakiokorvaukset vuotuisesta siirtopalvelumaksusta ovat moniportaiset. Esimerkiksi minimikorvaus on 10 %, jos keskeytysaika on ollut enemmän kuin 12 h, mutta vähemmän kuin 24 h. Maksimikorvauksen rajana on 200 %, jolloin keskeytysajan on oltava yli 288 h. Siirtopalvelumaksusta vakiokorvauksen määrä voi olla kalenterivuoden aikana maksimissaan 200 % siirtopalvelumaksusta tai enintään 2 000 €. [4]

2.2 Keskeytyskustannus

Sähkökäyttäjälle sähköntoimituksesta aiheutuvaan haittaan (KAH) vaikuttavat pitkien keskeytysten lukumäärä ja kesto, mutta lyhyiden keskeytysten osalta vain lukumäärä. Keskeytykset voivat olla odottamattomia tai suunniteltuja. Sähkökäyttäjien kokemista keskeytyksistä 90 % johtuu KJ-verkon keskeytyksistä ja 10 % PJ-verkon vioista. Sähköverkko-yhtiön näkökulmasta PJ-vikoja on suurin piirtein saman verran kuin pysyviä KJ-vikoja, mutta PJ-vikojen korjauskustannukset ovat pienemmät. Keskijänniteverkon jälleenkytkennöistä hoidetaan 75 % pikajälleenkytkennöillä (PJK), 15 % aikajälleenkytkennöillä (AJK) ja 10 % vioista jää pysyviksi. [2, s. 79] Sähkökäyttäjille sähköntoimituksen keskeytymisestä aiheutuvan haitan arvostamista on käsitelty EMV:n markkinamallissa [3], jossa keskeytysten kustannukset ovat määriteltynä toimittamatta jääneen tehon ja sähköenergian avulla. Taulukossa 1 esitetyt hinnat perustuvat Teknillisen korkeakoulun ja Tampereen teknillisen yliopiston vuosina 2004–2005 tekemään tutkimukseen. [3, s. 44]

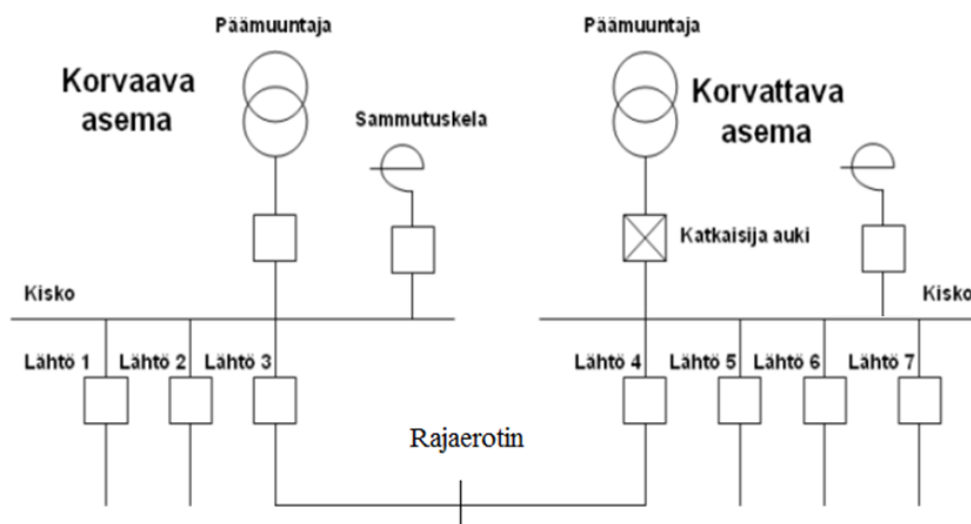
Taulukko 1: EMV:n mukaiset ”sähköntoimituksessa tapahtuneiden keskeytysten aiheuttama haitan arvostamisessa käytettävät hinnat vuoden 2005 rahanarvossa”. [3, s. 44]

Odottamaton keskeytys		Suunniteltu keskeytys		Aikajälleenkytkentä	Pikajälleenkytkentä
$h_{E, \text{odott}}$	$h_{W, \text{odott}}$	$h_{E, \text{suun}}$	$h_{W, \text{suun}}$	h_{AJK}	h_{PJK}
€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh
11,0	1,1	6,8	0,5	1,1	0,55

Taulukon 1 perusteella odottamattoman keskeytyksen KAH-arvo on pienempi suunniteltuun keskeytykseen verrattuna, koska keskeytyksistä on sähkökäyttäjille etukäteen ilmoitettu, jolloin sähkökäyttäjä voi varautua sähköntoimituksen keskeytymiseen etukäteen. KAH-arvoilla, tehon ja vuosienergian toimittamatta jättämisen kustannuksilla voidaan kohdella myös eri sähkökäyttäjäryhmiä tasapuolisemmin.

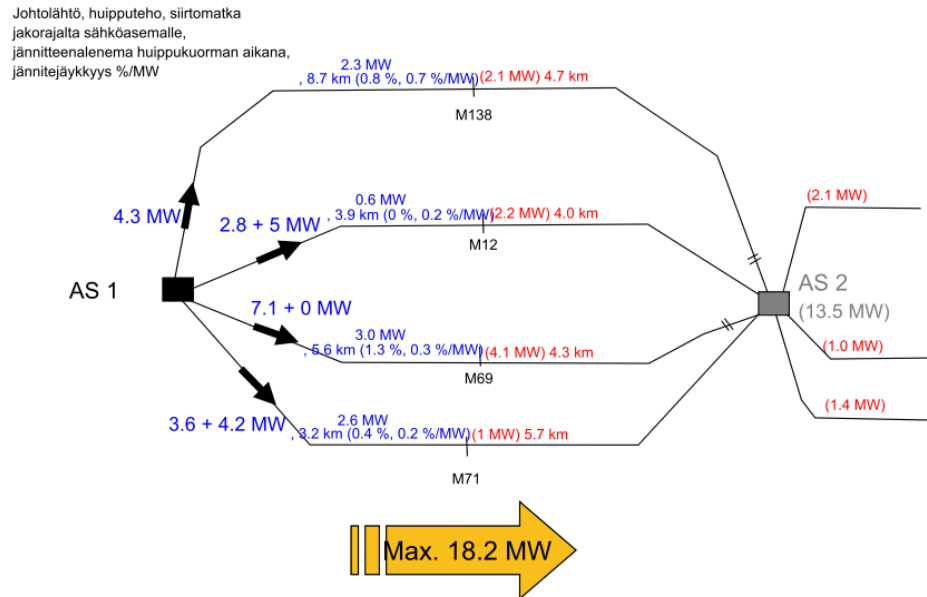
2.3 Varasyöttäminen ja korvaaminen

Sähköaseman varasyöttämisellä tarkoitetaan, että varasyötettävään sähköasemaan joudutaan siirtämään tehoa 20 kV jakelujännitteellä toiselta sähköasemalta esimerkiksi silloin, kun korvattavan sähköaseman syöttöverkko katkeaa, päämuuntaja tai kisko viikaantuu. Kuvassa 1 on esitettyä tilanne, jossa korvaavalta sähköasemalta siirretään tehoa johtolähtöjen 3 ja 4 muodostavaa runkojohtoa pitkin, jolloin korvattavan sähköaseman pääkatkaisija on auki-asennossa. Normaalisti korvaussyhteyden välissä oleva rajaerotin on auki ja korvattavan sähköaseman katkaisija kiinni. Maasulkuvirran sammutuslaitteiston automaattisäätö joudutaan kytkemään pois päältä korvattavalla sähköasemalla, jotta kahden kelan säätäjät eivät tee yhtäaikaista säätöä. Tässä diplomityössä ei käsitellä suojausteknillisiä seikkoja. Varasyöttö voidaan toteuttaa joko muilta ympäröiviltä sähköasemilta 20 kV jakeluverkon avulla tai esimerkiksi käyttämällä varavoi-makoneita johtolähtöjen korvaamiseksi.



Kuva 1: Varasyöttötilanne. [6, muokattu]

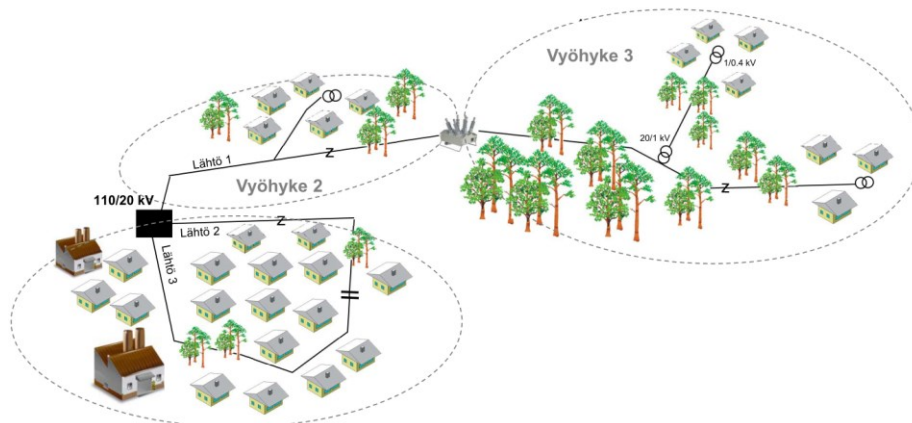
Usein korvaustilanteessa yhden korvaussyhteyden sijaan joudutaan käyttämään kahta tai useampaa yhteyttä, joilla tehoa siirretään korvattavan sähköaseman kiskoon tai korvataan johtolähtöjä. Kuvassa 2 on esitettyä esimerkki korvaustilanteesta. Sähköasemalta AS1 siirretään kahdella runkojohdolla sähköaseman AS2 kiskoon, jonka kautta syötetään oikeanpuoleiset johtolähdöt. Samalla kaksi AS2 johtolähtöä korvataan sähköasemalta AS1. Tässä tilanteessa AS2 korvataan täysin AS1:ltä, mutta usein korvaustilanteissa joudutaan käyttämään useampaa sähköasemaa. Korvaustilanteissa on huomioitava johdon suojaus sekä jännitteentaso sekä johtimien kuormitusasteet suhteessa kuormitusvirtaan. Verkostolaskennalla on todettu, että korvattavan kiskon jännite on oltava minimissään 19,5 kV, jotta kiskon syöttämien johtolähtöjen jännitteet täyttävät standardin [10] asettamat rajat.



Kuva 2: Varasyöttö ja korvaustilanne. Aseman AS1 kaksi johtolähtöä varasyöttää sähköasemaa AS2 ja toiset kaksi johtolähtöä korvaa johtolähtöjä asemalta AS2. [6]

2.4 Vyöhykemallin vaikutus suunnitteluun

PKSS:n sähköverkon suunnittelussa käytetään ns. vyöhykemallia. Siinä jakeluverkon johtolähdöt jaetaan kolmeen eri vyöhykkeeseen kuvan 3 mukaisesti.



Kuva 3: Yrityksen strategian mukainen vyöhykemalli [6].

Sähköaseman läheiseen vyöhykkeeseen 1 kuuluvat taajamat, joissa sähköverkko on kaapeloitua ja renkaassa. Taajaman ulkopuolinen jakeluverkko kuuluu vyöhykkeeseen 2, jossa verkon topologia on säteittäistä ja sen johtimet vaihdetaan myöhemmässä vaiheessa maakaapeleiksi tiettyyn teho- tai vuosienenergiamäärään saakka. Vyöhyke 3 on jakeluverkon osa, jossa kaapelointia ei myöhemmässä vaiheessa suoriteta ja se sijaitsee pääosin tienvieressä. Vyöhykkeiden 2 ja 3 väliin on asennettu maastokatkaisija, jolloin vyöhykkeet saadaan jaettua omiin suojausalueisiinsa. Vyöhykkeillä pienitehoisia KJ-verkonhaaroja on voitu korvata kilovoltin jakelujännitteellä. [6]

Vyöhykemalli varayhteyksien kannalta täytyy ottaa huomioon jo suunnittelun alkuvaiheessa. Yleensä sähköasemien ja johtolähtöjen korvausyhteydet on rakennettu maaseutujohtolähtöjen vyöhykkeiden 3 kautta, jolloin pitkät siirtomatkat, johdinten impedanssit

ja suuri siirrettävä teho aiheuttavat jännitteenalenemaa ja johtimien ylikuormittumista. Yleissuunnittelijoiden mukaan vyöhykemallilla on vaikutusta, jos varasyöttöyhteyden enimmäispituus on noin 15 km, jolloin vyöhykkeet 2 yhdistyvät varasyöttävien johtolähtöjen jakorajalla. Yli 15 km:n pituisilla varasyöttöyhteyksillä johtolähdöt yhdistyvät vyöhykkeiden 3 kautta. Kaapeloinneissa on tehtävä teknillis-taloudellisia laskelmia, joilla määritetään varasyöttöyhteyden poikkipinnat siirrettävän tehon rajoissa. [7] Normaalisissa käyttötilanteissa varasyöttöyhteyksien johtimien kuormitusaste on murto-osa varasyöttötilanteeseen verrattuna. Varasyöttöyhteyksien saneerauksissa on johdinten poikkipintojen lisäksi otettava huomioon suojausten toimivuus eri tilanteissa, verkon automaatiikka sekä sähköaseman laitteiden mitoitus.

2.5 PowerGrid verkko-omaisuuden hallintajärjestelmä

Diplomityössä varasyöttö- ja korvaustarkastelut tehdään PowerGrid (PG) verkko-omaisuuden hallintajärjestelmällä. Järjestelmä sisältää mm. verkkoyhtiön sähkönjakelukomponenttien tyypit, iät ja sijainnit karttapohjalla.

Jakeluverkon laskemiseksi johdoista muodostetaan säteittäiset puurakenteet sähköaseman syöttöpisteistä keskijänniteverkon jakelumuuntamoille. Pienjänniteverkko koostuu jakelumuuntamoilta sähköliittymille, jonne on koottu eri kulutuspaikkojen vuotuinen energiankäyttö ja mahdolliset mittaukset. Sähköverkon kuormittuminen eri vuoden tunteina voidaan määrittää tehonjakolaskennalla jokaisen liittymän kulutus- ja tehomittauksen mukaan. Kuluttajat jaetaan vuoden tuntien keskitehon ja hajonnan perusteella eri kulutustyyppiryhmiin, jolloin eri sähkönkäyttäjille saadaan toisistaan eroavat kuormituskäyrät. Pätötehosta lasketaan loisteho kulutusryhmäkertoimella. Vuoden keskitehon ja hajonnan perusteella määritetään sähköverkon kuluttajien tehot, joista lasketaan verkossa tapahtuvat häviöt ja jännitteenalenemat. Laskennan tuloksen perusteella löydetään sähköverkon johdoilla syntyvät suuret häviöt sekä komponentit, jotka ylikuormittuvat. Laskennalla saadaan arvioitua myös jakeluverkon jännitejakautuma ja suuret jännitteenalenemat. [8]

Tehonjakolaskennassa käytetään päivätyyppikäyrää, tunti-indeksikäyrää tai Velerin kaavaa. Päivätyyppikäyrä käyttää vuoden kahden viikon jaksoille omaa viikkoindeksiä, joka on jaettu kolmeen päivätyyppiin (arki, pyhä, aatto). Lisäksi jokaiselle päivätyypille on 24 indeksiä, jotka kuvaavat vuorokauden tuntien tehoja [8]. Tunti-indeksikäyrän avulla laskettaessa jokaisella vuoden tunnilla on indeksi, jolla kyseisen tunnin tehosta saadaan laskettua keskiteho. Velerin kaavalla laskettuna kulutustyypeille annetaan vuoden keskitehon ja hajonnan kertoimet. [8]

Sähköverkon nykytilaa simuloitaessa käytetään seurantalaskentaa, jossa yhden vuoden tarkastelujakson aikana kuormituksen kasvu on 1 %. Tulevaisuuden verkon suunnitteluun käytetään oletuslaskentaa, jossa perusparametreina ovat 1 %:n kuormankasvu sekä 10 vuoden tarkastelujakso. Varasyöttötilanteiden laskennassa käytetään seuranta- ja huipputehotilanteen laskentaa (muokattu oletus). Sähköaseman huipputehotilannetta laskettaessa joudutaan käyttämään mitattua huipputehoa, jota verrataan seurantalaskentaan kasvattamalla oletuslaskennan kuormituksen kasvuprosenttia tai pidentämällä tarkastelujaksoa. Huipputehotilanteita joudutaan simuloimaan jakamalla huipputehot jokaiselle johtolähdölle, koska mittaustietoja ei ole johtolähdöittäin.

2.6 Jännitteenalenema

Jakeluverkkoon liitetyn sähkönkäyttäjän jännitteenlaatuun ja suuruuteen vaikuttaa siirtojohdoissa, jakelumuuntajassa ja pienjänniteverkossa tapahtuvien jännitteenalenemien summa. Johdolla tapahtuva jännitteenalenema lasketaan johdon alkupään ja loppupään jännitteiden itseisarvojen erotuksella, yhtälöllä [8]:

$$U_d = |\underline{U}_1| - |\underline{U}_2| \approx I_j(R_j \cos \phi_j + X_j \sin \phi_j) \quad (2.1)$$

missä	U_1	johdon alkupään jännite
	U_2	johdon loppupään jännite,
	I_j	johdolla kulkeva virta
	X_j	johdon reaktanssi
	R_j	johdon reaktanssi
	ϕ_j	johdon virran ja johdon loppupään jännitteen välinen kulma

Prosentuaalinen jännitteenalema U'_h lasketaan yhtälöllä [8]:

$$U'_h = 100 * \frac{P}{U^2} (R_j + X_j \tan \phi_j) \quad (2.2)$$

missä	P	johdolla kulkeva pätöteho
	U	nimellisjännite

Muuntajassa syntyvä jännitteenalenema U_{tr} voidaan laskea yhtälöllä [8]:

$$\Delta U_{tr} = \frac{100 * (R * P_{tr} + X * Q_{tr})}{U_n^2} \quad (2.3)$$

missä	P_{tr}	muuntajaa kuormittava pätöteho
	Q_{tr}	muuntajaa kuormittava loisteho
	U_n	muuntajan ensiöpuolen nimellisjännite
	R	muuntajan resistanssi
	X	muuntajan reaktanssi

Sähkönkäyttäjän jännite on riippuvainen sähköaseman ja PJ-liittymän välisestä verkon impedanssista, siirrettävästä tehosta ja sähköaseman jännitteestä. Jakeluverkon ja pienjänniteverkon jännitteenalenemat lasketaan erikseen ja summataan, jolloin saadaan johdolla syntynyt jännitteenalenemaprocentti. Jakelumuuntajalla syöttävää jännitettä voidaan nostaa väliottokytkimellä, jolloin johtopituudella syntynyttä jännitteenalenemaprocenttia voidaan pienentää. Jakelumuuntajan väliottokytkintä voidaan ohjata silloin, kun muuntaja on jännitteetön. [8,9]

2.7 Jännitetason vaihtelut

SFS-EN 50160 -standardissa on määritelty jakelujännitteen tason vaihtelut normaalissa käyttö- ja häiriötilanteessa. Jakelujännitteen ja pienjännitteen jännitetason muutokset normaalitilanteessa eivät saisi ylittää $\pm 10\%$ nimellisjännitteestä U_n , paitsi keskeytysten aikana. Normaalissa tilanteessa pienjänniteliittymän vaihteluväli on 207–253 V ja keskijänniteliittymän vaihteluväli on 18–22 kV. Normaaleissa käyttöolosuhteissa viikon mittausjakson aikana jakelujännitteen tehollisarvojen 10 minuutin jaksoilta mitatuista keskiarvoista 95 % tulee olla $U_n \pm 10\%$ ja kaikkien jakelujännitteen tehollisarvojen 10 minuutin keskiarvojen tulee olla välillä $U_n + 10\% / -15\%$. [10, s. 291]

Standardissa [10] on määritetty, että ”jos jakeluverkko on irti yleisestä siirtoverkosta tai erikseen sovitulla syrjäseutujen verkon käyttäjillä jännitteen tason vaihtelut eivät saisi ylittää $+10\% / -15\%$ nimellisjännitteestä, U_n ”. Jakeluverkko voi olla irti siirtoverkosta, jos esimerkiksi siirtoverkon ja jakeluverkon välissä oleva sähköasema tai siirtojohto ei ole käytettävissä. [10]

2.8 Sähköasema

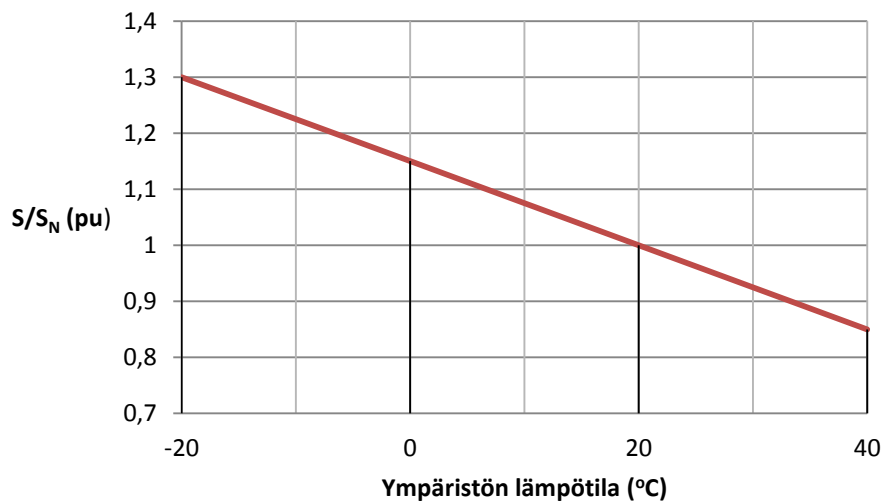
Siirtoverkon suurjännite muunnetaan sähköasemalla halutuksi jännitetasoksi. Yleensä 110 kV:n jännitetaso muunnetaan 20 kV:n jännitetasoon. Sähköaseman sijainti määrittää sen johtolähtöjen pituudet, rakenteet ja voidaanko varasyöttöyhteyksiä käyttää johtolähdön tai toisen sähköaseman huollossa tai vikatilanteessa. Sähköaseman rakenteeseen kuuluu pääpiirteittäin suurjännitekytkinlaitteisto, yksi tai useampi päämuuntaja, keskijännitekytkinlaitteet ja apujännitejärjestelmä [2, s. 119]. Maaseudulla sijaitsevat sähköasemat ovat yleensä ilmaeristeisiä kytkinlaitoksia, ja taajamissa ne ovat rakenteeltaan SF₆-kaasueristeisiä kytkinlaitoksia, joko tilanahtauden tai näkökysymysten takia. PKSS:n kaikki sähköasemat ovat ilmaeristeisiä. Sähköasemien sijainti siirtoverkkoon nähdessä määrittää, voiko sitä syöttää useasta eri syöttösuunnasta. Esimerkiksi siirtoverkon renkaassa sähköasemaa voidaan syöttää kahdesta suunnasta verkonkytkentöjä muuttamalla, kun taas siirtoverkon haaralla sijaitsevilla sähköasemalla on vain yksi syöttösuunta. [2]

2.8.1 Päämuuntaja

Sähköaseman kallein komponentti on päämuuntaja, joten sen läpi kulkeva teho on otettava huomioon jokaisessa tilanteessa. Päämuuntajan nimellisteho ja impedanssi vaikuttavat KJ-verkon oikosulkuvirtoihin, koska pienitehoisella muuntajalla on suuri impedanssi ja silloin verkon oikosulkuvirta pienenee. Sähköaseman johtolähtöjen jännitetaso pidetään vakiona yleensä 20,5 kV päämuuntajan ensiökäämin käämikytkimellä. [2, s.121]

PKSS:n sähköasemien päämuuntajien nimellistehot ovat 5–25 MVA. Muuntajan kuormitusaste sähköasemilla vaihtelee, mutta osa tehosta on varattava viereisen sähköaseman varasyöttämiseksi. Muuntajan mitoittamisessa on otettava huomioon sähköaseman johtolähtöjen tehot huippukuorman aikana, ajallinen tehonkasvu ja varasyöttötilanteeseen vaadittava teho. Seurantalaskentatilanteessa päämuuntajaa kuormitetaan usein vaateholla. Esimerkiksi Uskalin päämuuntajan kuormitusaste on vain 17 %.

Päämuuntajien kuormitusastetta voidaan suurentaa ympäristön lämpötilan laskiessa ja laskea lämpötilan kasvaessa. Nimelliskuormalla käämieristeet vanhenevat suunnitellusti 20 °C:n ympäristön lämpötilassa. Muulloin jatkuva kuormitus määrittellään muuntajan kuumimman pisteen, ympäristön lämpötilan ja kuorman perusteella. Jatkuva muuntajan käämityksen lämpötila ei saa nousta missään sen osassa yli 140 °C:n, mutta hätätilassa lyhytaikainen käämin kuuman pisteen lämpötila voi nousta jopa 180 °C:een. [11, s. 101] Ympäristön lämpötila vaikuttaa päämuuntajan lämpenemiseen, koska yleensä päämuuntajat sijaitsevat ulkona. Päämuuntajan jatkuva kuormitus on riippuvainen ympäristön lämpötilasta, koska lämpötilan ollessa –20 °C voidaan päämuuntajaa kuormittaa $1,3 \cdot S_N$, mikä tarkoittaa 16 MVA:n nimellistehoiselle muuntajalle 4,8 MVA lisätehoa ja 0 °C ympäristön lämpötilassa muuntajaa voidaan kuormittaa $1,15 \cdot S_N$. Alla olevassa kuvassa 4 on esitettyä ilmajäähdytteisen ONAN-tyyppin (oil natural air natural) päämuuntajan jatkuva maksimikuormitus ympäristön lämpötilan funktiona. [11, s.101.]



Kuva 4: ONAN-tyyppin muuntajan jatkuva kuormitus ympäristön lämpötilan funktiona. [11]

2.8.2 Kiskojärjestelmä

Päämuuntajan ja johtolähtöjen välissä käytetään yleensä sähkön siirtoreittinä PKSS:n järjestelmissä yksikisko- tai pääkisko-apukiskojärjestelmää. Pääkisko-apukiskojärjestelmässä kiskoston ja johtolähtöjen välissä käytetään kahta erotinta ja yhtä katkaisijaa. Pääkisko toimii normaalissa tilanteessa kokoojakiskona, ja kiskoston komponenttien huoltojen aikana apukiskoa voidaan käyttää sähkönsyöttöön, jolloin sähköntoimitus jatkuu keskeytyksettä. Kahden rinnakkaisen kiskon järjestelmässä taajama- ja maaseutujohtolähdöt on mahdollista jakaa kahdelle päämuuntajalle ja kahdelle kiskostolle, jolloin maaseutujohtolähdöille voidaan pitää suurempaa jännitetasoa pitkien keskijännitejohtojen jännitteenalenen kompensoimiseksi. Taajamajohtolähtöjen jännite pidetään alemmalla jännitetasolla, koska taajamien johtolähdöt ovat lyhyitä ja siksi jännitteenalenuma ei muodosta sähkönlaatuongelmaa. Kaksikiskojärjestelmä voidaan toteuttaa duplex-järjestelmänä, jolloin katkaisijoiden määrää säästetään siirrettävien vaunu- ja katkaisijoiden ansiosta. [2, s. 122]

2.9 Sähköverkon kehittämismenetelmät

Sähköverkon kehittäminen ja suunnittelu on pitkän aikajänteen prosessi, jossa on arvioitava tarkasti verkon kehityssuunnat ja tarpeet. Sähköverkon kehittämismenetelmiä on esitetty taulukossa 2, josta selviää, mitkä toimenpiteet vaikuttavat sähköverkon luotettavuuteen ja keskeytysten määriin. Esimerkiksi uuden sähköaseman rakentaminen voi parantaa luotettavuutta vähentämällä pysyviä vikoja, jotka aiheuttavat sähkönkäyttäjälle sähkötoimituksen keskeytyksiä. Diplomityössä käsiteltävien varasyöttöyhteyksien tarkastelulla voi olla myös merkittävä vaikutus pysyvien vikojen ja työkeskeytysten vaikutuksiin, koska korvausyhteyksien avulla on mahdollista jatkaa sähkötoimitusta vaihtoehtoista reittiä pitkin.

Taulukko 2: ”Eri tekniikoiden vaikutus vikojen määriin ja kestoihin (↑ tilanne paranee olennaisesti, ↗ paranee hiukan, - vähäinen tai ei vaikutusta)”. [2, s. 127, muokattu]

	Pysyvien vikojen määrä		Pysyvien vikojen kesto/as	Työkeskeytykset/as	Jälleenkytkentöjen määrä/as
	Absoluutisesti	kpl/as			
Uusi sähköasema	-	↑	↗	-	↑
Kaapelointi	↑	↑	-	-	↑
PAS-johto	↗	↗	-	-	↗
Tienvarsirakentaminen	↗	↗	↗	-	↗
1 kV:n sähköjakelu	↗	↑	-	-	↑
Pylväskatkaisijat	-	↑	-	-	↑
Kauko-ohjattavat erottimet	-	-	↑	-	-
Varayhteydet	-	-	↑	↑	-
Valvomoautomaatio	(↗)	(↗)	↑	↗	-
Maasulkuvirtojen sammutus	-	-	-	-	↑
Varavoima	-	-	↗	↑	-
Yhteistyö	↗	↗	↗	-	-

2.9.1 Sähköaseman rakentaminen

Uuden 110/20 kV:n tai 45/20 kV:n sähköaseman rakentaminen on kokonaisuutena kallista, mutta investointi parantaa sähköjakelun käyttövarmuutta ja tehonsiirtokapasiteettia. Rakennuspaikan määrittäminen voi olla haastavaa, koska tähän mennessä sähköverkossa olevien sähköasemien maantieteelliset alueet ovat jo rakennettuja. Uuden sähköaseman rakentaminen vähentää KJ-verkossa syntyviä häviöitä ja pienentää jännitteenalenemaa paremmasta jännitteentasosta sekä lyhentyneistä jakelujohtojen pituudesta johtuen. Parempi jännitteen laatu KJ-verkossa vähentää KJ- ja PJ-verkon saneeraustarvetta. [2, s. 128] Uutta sähköasemaa suunnitellessa on huomioitava olemassa olevan verkon ja uuden verkon jakorajoista johtuvat suojausteknilliset kysymykset, koska oikosulkuvirtojen kasvu voi pakottaa KJ-verkon saneeraukseen, jotta se olisi oikosulkukestoinen. Sen sijaan maasulkuvirtojen pieneminen vähentää maadoituskustannuksia KJ-verkon muuntamoilla. [2]

Sähköasemien varasyöttöyhteyksien puuttuminen tai siirtokapasiteetin riittämättömyys voidaan ratkaista rakentamalla riittävän lähelle olemassa olevaa sähköasemaa uusi sähköasema, jolta tarvittaessa voidaan varasyöttää tehoa sähköaseman kiskostoon tai korvata osa johtolähdöistä. Tällöin voidaan myös miettiä uutta kevyttä sähköasemaa ja kevyttä 110 kV:n johtoa. Kevyt 110 kV:n johto mitoitetaan pienempi poikkipintaismaksi,

koska sillä ei ole tarkoitus siirtää yhtä suuria tehoja, mitä normaalilla siirtojohdolla. [2 s. 130]

2.9.2 Häiriökapasiteetti

Varasyöttöyhteyksien johdoilla syntyvä jännitteenalenema rajoittaa sähköasemalle syötettävän tehon suuruutta useammin kuin komponenttien terminen kuormitettavuus. Jännitteenalenemaa varasyötettävän sähköaseman kiskostossa voidaan pienentää kiskostoon kytkettävällä rinnakkaiskondensaattorilla, eli kompensointikondensaattorilla. Kompensointikondensaattori kompensoi loisvirran aiheuttamaa jännitteenalenemaa tuottamalla kapasitiivista loisvirtaa. Sähköasemien välisestä yhteydestä ja kompensointikondensaattoreista riippuen lisäsiirtokapasiteettia voidaan saada yhdysjohdolle jopa 2–3 MW. Kompensaatiota käytettäessä on kuitenkin muistettava, ettei rinnakkaiskondensaattori ala resonoimaan verkon induktanssien kanssa, eivätkä jännitteenmuutokset kytkentätilanteissa ole suurempia kuin 2 %. Resonanssitaajuuksista on vältettävä verkon-taajuuden parittomia kerrannaisia 3–13 [2]. Resonanssitaajuus lasketaan yhtälöllä [2]:

$$f_{\text{res}} \approx 50 \sqrt{\frac{S_k}{Q_c}} \cdot \text{Hz} \quad (2.4)$$

jossa	S_k	verkon oikosulkuteho
	Q_c	kondensaattorin nimellisteho

Kompensointikondensaattorin aiheuttama jännitteen muutos lasketaan yhtälöllä [2]:

$$\Delta U \approx \frac{Q_c}{S_k} \cdot 100 \% \quad (2.5)$$

Yksi vaihtoehto häiriökapasiteetin lisäämiseksi on siirrettävän varavoiman käyttäminen häiriötilanteiden aikana. Siirrettävä varavoima, eli dieselkäyttöinen aggregaatti, tuodaan kohteeseen, liitetään jakelumuuntamon alajännitepuolella ja sähkö muunnetaan yläjännitetasolle jakelumuuntajalla, jolloin tehoa verkkoon päin voidaan syöttää jakelumuuntajan nimellistehon verran. Toisena vaihtoehtona voidaan käyttää kuorma-auton lavetilla siirrettävän varavoiman ja muuntajan yhdistelmää, jolloin muuntajan nimellisteholla voidaan määrittää verkkoon syötettävän tehon suuruus. Varavoimakoneita voidaan käyttää verkon rinnalla tai saarekkeessa. PKS-konsernin tytäryhtiöllä ENERKE Oy:llä on kuusi vuokrattavaa varavoimakonetta, joista neljä on pelkkiä varavoimakoneita tehoalueella 110–380 kVA, sekä nimellisteholtaan 425 kVA:n ja 800 kVA:n varavoiman ja muuntajan yhdistelmää. [12]

Varavoimakoneiden haittapuolet kuitenkin rajoittavat varavoimakoneiden käyttöä:

- Maasulkusuojauksen puuttuminen
- koneiden epäluotettava toiminta talviaikaan
- muuntamoilla vaadittava tila
- kuljetusreitit
- melu ja pakokaasut tiheästi asutuilla alueilla
- muuntajan nimellisteho rajoittaa verkkoon syötettävän tehon suuruutta. [12]

Häiriötilanteissa KJ-johtojen jännitteenalenemaa voidaan parantaa keskijännitejohdolle asennettavalla jänniteboosterilla (MVB, Middle Voltage Booster). Jänniteboosterin valmistajan mukaan jännitettä voidaan nostaa laitteen asennuspaikassa suurimmillaan 5–8 %, ja laitteen läpimenevä huipputeho voi olla 1,1–1,75 MVA. [13] Jänniteboosteri säättää jännitettä automaattisesti ja korjaa vaihejännitteiden epäsymmetriat. KJ-verkossa laitteen toiminnasta ei ole julkaistu kattavaa tutkimustietoa, mutta PKSS:ssä sen toiminnasta on saatu hyviä kokemuksia osana PJ-verkkoa.

2.9.3 Verkon ja KJ-johdon saneeraus ja rakentaminen

Sähköverkon saneerauksessa ja rakentamisessa on otettava huomioon pitkällä aikavälillä sähköverkon koko pitoajan investointi-, ylläpito-, häviö- ja keskeytyskustannusten suuruus. Verkon rakentaminen on edullisinta, kun yhtälön (2.6) kustannusten nykyarvo on minimoitu. Matemaattisesti tämä voidaan esittää yhtälöllä [2]:

$$\approx \min \sum_{t=1}^T [K_{inv}(t) + K_{häv}(t) + K_{kesk}(t) + K_{kun}(t)] \quad (2.6)$$

jossa	$K_{inv}(t)$	investointikustannukset ajanhetkenä t (vuonna t)
	$K_{häv}(t)$	häviökustannukset ajanhetkenä t (vuonna t)
	$K_{kesk}(t)$	keskeytyskustannukset ajanhetkenä t (vuonna t)
	$K_{kun}(t)$	kunnossapitokustannus ajanhetkenä t (vuonna t)
	T	suunnittelujakson pituus [2 s. 63]

Keskijänniteverkon saneerauksella ja johdinten vaihtamisella voidaan parantaa KJ-verkon luotettavuutta ja siirtokykyä. Johtojen vaihtamisen pääperiaatteina pidetään taloudellisuutta, jännitteenalenemaa ja kuormitettavuutta. Johdon vaihtamisen taloudellisuuden vaikuttavat johdinten rakentamiskustannukset sekä häviösähkön nykyarvoon diskontattu kustannus. Yhtälöllä 2.7 voidaan selvittää johtojen nykyarvoiset investointikustannukset. Rakennuskustannuksiin sisältyvät materiaali-, kuljetus- ja työkustannukset [2 s.65], ja niiden tarkka määrittäminen on mahdotonta kustannusten muuttuessa, mutta suunnitteluvaiheessa kustannusarvio on riittävän tarkka. Kustannukset lasketaan yhtälöllä [2]:

$$K = K_R + \kappa K_{h1} \quad (2.7)$$

jossa	K_R	rakentamiskustannukset
	K_{h1}	häviökustannukset ensimmäiseltä vuodelta
	κ	vakio, jolla K_{h1} on kerrottava, jotta saadaan koko pitoajan kustannusten nykyarvo

Johdinten poikkipintojen määrittelyssä on vertailtava eri johtotyyppisiä toisiinsa epäyhtälöllä 2.8, jolla selvitetään johdinten häviökustannusten nykyarvo sekä investointikustannusten suuruus. Epäyhtälön mukaan johtimen vaihto suurempaan on taloudellista, jos pienemmän ja suuremman poikkipinnan johtimien häviökustannusten erotus on suurempi kuin suuremman ja pienemmän poikkipintaisen johtimen investointikustannusten erotus. Matemaattisesti tämä voidaan laskea yhtälöllä [2]:

$$K_{hA1} - K_{hA2} > K_{IA2} - K_{IA1} \quad (2.8)$$

Epäyhtälöstä 2.8 voidaan johtaa epäyhtälö 2.9, jossa on määritelty rajateho johdinten ensimmäisenä pitovuotena. Häviökustannusten suuruuden arviointiin tulisi huomioida

pitoaikana sähkön pörssihinnan muutokset, jolloin sähkön pörssihinnan muuttuessa yhtälön (2.8) tulokset muuttuvat. Kapitalisointikerrointa κ laskettaessa täytyy ensin määrittää johtimen pitoaika T , tehonkasvuprosentti r sekä rahan korkoprosentti p . Edellä mainittujen parametrien muuttuminen vaikuttaa myös epäyhtälön 2.9 tarkkuuteen [2]:

$$S_1 \geq U \sqrt{\frac{k_{IA2} - k_{IA1}}{\kappa C_h (r_{A1} - r_{A2})}} \quad (2.9)$$

jossa	U	pääjännite [kV]
	S_1	rajateho [kVA]
	k_{IA1}, k_{IA2}	johdinten poikkipinta-alojen A_1 ja A_2 investointikustannukset [€/km]
	κ	häviöiden kapitalisointikerroin
	C_h	häviöiden hinta [€/kW,a]
	r_{A1}, r_{A2}	johdinten poikkipinta-alojen A_1 ja A_2 resistanssit [Ω/km]

Johdinten mitoituksessa on otettava huomioon johdinten terminen kuormitettavuus ja jännitteenalenema. Terminen kuormitettavuus määrittää suurimman johdolla siirrettävän näennäistehon ja oikosulkukestoisuuden, jolloin on otettava huomioon jälleenkytkentöjen vaikutus johtimen lämpenemiseen. [2, s.67]

2.9.4 Kaapelointi

Keskijännite- sekä pienjännitejohtojen kaapeloinnilla voidaan parantaa verkon luotettavuutta vähentyneiden vikojen seurauksena. Avojohton vikataajuus on 2–5 kertaa suurempi kaapelin vikataajuuteen verrattuna [15], mutta vikojen paikallistamisen ja korjaamisen hitaudesta johtuen niiden aiheuttamat sähköntoimituksen keskeytykset ovat pitkiä avojohtoihin verrattuna. Kaapelointi aiheuttaa suurempia maasulkuvirtoja ja vaatii varayhteyksiä vikojen ajaksi. Kaapeloinnin investointikustannus on huomattavasti avojohtoratkaisuja kalliimpi.

2.9.5 Kaapelin ylikuormitettavuus

Avojohtojen rajoittavaksi tekijäksi muodostuu yleensä liian suuri jännitteenalenema, eikä niille ole määritelty hätäkuormittavuuskertoimia. Sen sijaan maakaapeleilla terminen kuormittavuus rajoittaa siirtokapasiteettia kaapelin huonon jäähtymisen ja eristeiden vanhenemisen takia. Kaapeleille sallittu lyhytaikainen ja harvoin toteutettu ylikuormitus riippuu kaapelivalmistajan antamista kuormitettavuuskertoimista. Verkostosuosituksesta SA 5.94 saadaan yleiset hätäkuormituskertoimet [14, s. 7], jotka esitetään taulukossa 3. Sähköenergiailiitto ry (SENER) Verkostosuosituksen SA 5:94 mukaan lyhytaikainen hätäkuormitettavuus kerrallaan voi olla enintään 50 tuntia ja koko kaapelin pitoaikana enintään 500 tuntia.

Taulukko 3: Kaapelien hätäkuormituskertoimet [14].

Kaapelityyppi	Johtimen maksimilämpötila hätäkuormituksella (°C)	Hätäkuormitettavuuskerroin	
		Kaapeli ilmassa +25 °C	Kaapeli maassa +15 °C
12-24 kV paperieristeinen	95	1,26	1,20
1-24 kV PEX-eristeinen	130	1,20	1,30

Kaapelien ylikuormitettavuutta ja hätäkuormituskertoimien ylittämistä on pyrittävä välttämään kaapelin tuhoutumisen takia ja kaapelia ympäröivän maan kuivumisen takia. Liitteessä A on esitettyä yleisimpien avojohtojen ja kaapeleiden suurimpia kuormitusvirtoja ja yhden sekunnin oikosulkuvirtoja. Kaapeleiden kuormitettavuuden määrittämisessä on huomioitava lämpötilan lisäksi maaperän laatu, rinnakkaisten johtimien lukumäärä ja asennustapa.

2.9.6 Tienvarsirakentaminen ja vierimetsän hoito

Vikakeskeytysten määrää voidaan vähentää rakentamalla avojohtoverkkoa tienvarteen tai hoitamalla johtokadun vierimetsää. Tienviereen rakentamisella voidaan helpottaa sähköverkon ylläpito- ja korjaustoimenpiteitä. Lisäksi johtokadun tienpuolinen osa on valmiiksi avoinna. Johtokatuja leventämisellä ja vierimetsän hoidolla parannetaan verkon luotettavuutta vähentämällä johdoille kaatuvien puiden aiheuttamia pitkiä ja lyhyitä keskeytyksiä. Puuttomille alueille rakentamalla, kuten pelloille, hakkuuaukoille ja soille, vähennetään myös keskeytyksiä. [2, s.144]

PKS Sähkönsiirto on aloittanut PKS Varma Verkkoo -projektin osana vierimetsähanketta, jossa sähkölinjojen vierimetsän hoidolla pyritään vähentämään haja-asutusalueilla sähkökatkoja jopa 70 %. Vierimetsähankkeen tavoitteena on hoitaa seuraavan 15 vuoden aikana johtokatuja siten, että suurin osa asiakkaista olisi toimitusvarman verkon piirissä. Pohjaraivauksen lisäksi reunapuita oksitaan ja latvotaan metsäkoneilla ja helikoptereilla. [28]

2.9.7 PAS-johdot

Päällystetyt avojohdot eli PAS-johtimet parantavat verkon toimintavarmuutta ja luotettavuutta, koska osa vioista pystytään välttämään. PAS-johtimen päällä oleva eristys estää osan maa- ja oikosulkuvioista. Vaihejohtimien koskettaminen toisiinsa ei aiheuta vaiheiden välille oikosulkua, eikä vaiheeseen nojaava puu johda heti maasulkuun. PAS-johtojen ongelmana on kuitenkin luotettavan maasulkusuojaus toteuttaminen. PAS-johtojen käyttäminen on perustelluinta alueilla, joissa niiden tarkistus myrskyjen jälkeen on helppoa, jolloin johtimen eristyksen heikkenemisen estämiseksi johdoille nojaavat puut ja oksat havaitaan mahdollisimman nopeasti [2, s. 145]. Investointikustannukset ovat PAS-johdoissa noin kolmanneksen kalliimpia kuin vastaavissa avojohdoissa. PAS-johtoihin on asennettava niin kutsutut kipinäsarvet, jotka suojaavat johtoja ylijännitteiltä. [2, s. 146]

2.9.8 Kilovoltin sähkönjakelu

Kilovoltin sähkönjakelulla korvataan lyhyitä ja pienitehoisia 20 kV jakeluverkon haaroja, jolloin haaroille saadaan omat suojausvyöhykkeet ja vika suojausvyöhykkeen sisällä keskeyttää sähköntoimituksen vain vyöhykkeen sisällä olevilta asiakkailta. Lähes 90 % sähkönkäyttäjien kokemista keskeytyksistä on peräisin KJ-verkossa sattuneista vioista [2]. Kilovoltin jakelujännitteellä voidaan käyttää hyväksi olemassa olevaa pienjänniteverkkoa, jolloin johtojen tarpeetonta uusimista voidaan välttää. Järjestelmässä käytetään 20/1/0,4 kV kolmikäämimuuntajia, jolloin KJ-runkojohdon haaraa syötetään kilovoltilla ja runkojohdon viereistä PJ-verkkoa syötetään 400 V:lla. Lappeenrannan yliopistossa julkaistussa raportissa Verkostostrategia 2020 [15] on määritelty, että oikein suunnitellussa verkossa PJ-verkon pituus voi lyhentyä jopa 30–50 %, ja 1/0,4 kV:n muuntajan sijoittamisella keskelle kuormitusta johtopituudet ovat pisimillään 400 m. Kilovoltin

taloudellinen johtopituus on verrannollinen siirrettävän tehon suuruuteen. Esimerkiksi 100 kW voidaan siirtää noin 2 km ja 10 kW voidaan siirtää 19 km. [15]

2.9.9 Muut ratkaisut

Verkon luotettavuuden lisäämiseen ja keskeytyskustannusten vähentämiseen on olemassa useita eri ratkaisuja. Pylväskatkaisijoilla vähennetään keskeytysten pituuksia johtolähdön alkupään sähkökäyttäjille, koska se rajaa viat katkaisijan suojausalueelle. Pylväskatkaisijat vaativat suojareleistyksen. Kauko-ohjattavilla erottimilla voidaan rajata vikoja automaattisesti siten, että mahdollisimman vähän sähkökäyttäjistä kärsii keskeytyksistä. Niiden käyttäminen on perusteltua johtojen haaroilla sekä varayhteyksien päissä. Valvomoautomaatiolla parannetaan vianselvitystä ja mahdollistetaan verkon täysmääräinen käyttö. [2, s.151]

3 Sähköjärjestelmän luotettavuus

Järjestelmän luotettavuudella tarkoitetaan käyttövarmuutta ja riittävyttä sekä pitkän ajan keskiarvoa kuvaten voimajärjestelmän käyttäytymistä erilaisissa kuormitus-, vika- ja keskeytystilanteissa [16, s. 276]. Käyttövarmuuteen vaikuttavat, kuinka hyvin järjestelmä kestää viat ja niiden seuraukset. Riittävyttä tarkasteltaessa on huomioitava järjestelmän siirtokapasiteetti ja saadaanko kaikki kuormat syötettyä suunnitelluissa ja suunnittelemattomissa keskeytyksissä. Eri vikatilanteet voidaan huomioida N-1-periaatteen mukaisesti, jolloin varaudutaan vain sähköjärjestelmää koskevaan yhteen vikaan ja muu sähköjärjestelmä pysyy normaalissa tilassa. Sähköasema, joka on rengasverkossa tai sen komponentit on kahdennettu, pysyy toiminnassa N-1-periaatteen mukaisesti. [16]

Todennäköisyyttä vian sattumiselle voidaan matemaattisesti käsitellä Poisson-prosessin avulla. Poisson-prosessissa oletetaan, että tapahtuma on täysin satunnainen ja sen esiintymistaajuus saadaan historiatietojen perusteella. Matemaattisesti tämä voidaan esittää muodossa [16]:

$$P(X_t = x) = \frac{(\lambda t)^x}{x!} e^{-\lambda t}, x = 0, 1, 2, \dots \quad (3.1)$$

jossa λ komponentin vikojen taajuus, lukumäärä aikayksikössä.
 X_t satunnaismuuttuja, joka tarkoittaa vikojen lukumäärää ajan t kuluessa [16, s.285].

Usein tietyn sähköverkon komponentin vikatilastoja ei ole käytettävissä tai vikoja ei ole sattunut, jolloin vikaestimaattina voidaan käyttää Bayesilaista vikataajuuden estimaattia [16, s.188]. Estimaatti voidaan matemaattisesti esittää muodossa [16]:

$$\hat{\lambda} = \frac{0,5+k}{T_{\text{Tot}}} \quad (3.2)$$

jossa k vikojen summa
 T_{Tot} laitevuosien summa

Järjestelmän luotettavuus vikataajuudella λ ja aikavälillä t , lasketaan yhtälöllä [16]:

$$R(t) = e^{-\lambda t} \approx 1 - \lambda t \quad (3.3)$$

Kun järjestelmä ei ole riittävä, sitä voidaan kutsua epäluotettavaksi Q . Epäluotettavuutta $Q(t)$ voidaan käyttää, jos vikataajuus λ on vakio ja komponentti vikaantuu aikavälillä $0 \dots t$ [16]. Matemaattisesti tämä voidaan esittää muodossa:

$$Q(t) = 1 - e^{-\lambda t} \approx \lambda t \quad (3.4)$$

Esitettyjen yhtälöiden (3.3) ja (3.4) likiarvostettuja kaavoja voidaan käyttää, jos λt on hyvin pieni, $1 \gg \lambda t$. [16]

Sähköjärjestelmän käytettävyyteen vaikuttaa olennaisesti korjaukseen käytettävä aika T_{MTR} (mean time to repair) tai keskimääräinen keskeytysaika T_{MDT} (mean downtime) [16]. Sähköaseman komponenttien korjaus- tai keskeytysaika riippuu olennaisesti seuraavista asioista:

- Henkilöstön siirtyminen kohteeseen
- vian paikantaminen
- vikaantuneen laitteen irrotus
- kuljetuskaluston siirtäminen
- korvaavan laitteen etsiminen ja kuljetus
- laitteen asennus.

Edellä mainittuja työvaiheita voidaan suorittaa limittäin, jolloin laitteen korvaamiseen kuluva aika lyhenee. Sähköntoimituksen arvioimat keskimääräiset keskeytysajat riippuvat järjestelmän rakenteesta. Jos esimerkiksi pääkatkaisija vikaantuu, se voidaan osassa sähköasemista ohittaa ohituskytkennällä. Taulukossa 4 on esitettynä laitteen keskimääräinen keskeytysaika, joka vaihtelee runsaasta vuorokaudesta viikkoihin. Kiskojärjestelmä vaatii pisimmän keskimääräisen keskeytysajan. [17]

Taulukko 4: Keskimääräiset keskeytysajat sähköjärjestelmän laitteittain jaettuna. [17]

Sähköjärjestelmään liittyvä laite/johto	Keskimääräinen keskeytysaika, T_{MDT} [h]
Pääkatkaisija	30
Virtamuuntaja	30
Päämuuntaja	30
Kiskojärjestelmä	336

Vikapuuanalyysillä haetaan yksittäiset tapahtumat, jotka vaikuttavat koko järjestelmän luotettavuuteen. Tällöin etsitään sellaiset yksittäiset tapahtumat tai tapahtumaketjut, jotka aiheuttavat huipputapahtuman [16 s. 290]. Vikapuun muoto on puumainen looginen kaavio, joka kuvaa järjestelmän riippuvuutta sen osien vioittumisesta. Vikapuuanalysoinnissa käytetään käsitteitä katkosjoukko ja minimikatkosjoukko. Katkosjoukko on tietty ryhmä vikapuun alkutapahtumia, joiden yhtäaikainen vikaantuminen aiheuttaa huipputapahtuman. Minimikatkosjoukosta ei voi ottaa välistä pois yhtään alkutapahtumaa menettämättä katkosjoukon statusta. [16 s. 291]

3.1 Luotettavuus

Sähköjärjestelmä voi koostua sarja- ja rinnakkaisjärjestelmistä, jolloin järjestelmän luotettavuuden tai epäluotettavuuden tarkasteluissa on huomioitava vikaantuvien laitteiden kytkeytyminen koko järjestelmään. Sarjajärjestelmässä on vähintään kaksi komponenttia sarjassa, joista toisen tai molempien vikaantuminen vikaannuttaa koko järjestelmän. Määritelmän [16 s. 292] mukaan rinnakkaisjärjestelmä on järjestelmä, joka toimii niin kauan kun yksikin rinnakkaishaara toimii. Sarjajärjestelmässä käytetään TAI-porttia ja rinnakkaisjärjestelmässä JA-porttia. Sarjajärjestelmän epäluotettavuus Q voidaan laskea yhtälöllä [16]:

$$\begin{aligned} Q &= 1 - (1 - Q_1)(1 - Q_2) \dots (1 - Q_n) \\ &= 1 - \prod_{i=1}^n (1 - Q_i) \end{aligned} \quad (3.5)$$

Rinnakkaisjärjestelmän epäluotettavuus Q lasketaan yhtälöllä [16]:

$$Q = Q_1 \cdot Q_2 \dots Q_n \quad (3.6)$$

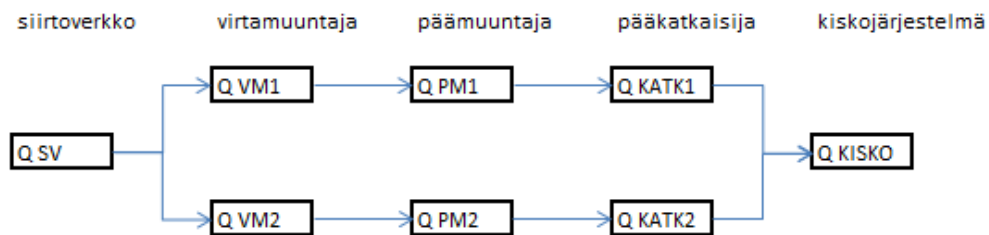
Osien luotettavuuksien tulolla R_i voidaan määrittää sarjajärjestelmän luotettavuus R , joka matemaattisesti voidaan esittää [16]:

$$R = R_1 \cdot R_2 \dots R_n \quad (3.7)$$

Rinnakkaisjärjestelmän luotettavuus R lasketaan osien luotettavuuksien avulla [16]:

$$R = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - R_i) \quad (3.8)$$

Tässä diplomityössä luotettavuudeltaan tarkasteltaviksi sähköjärjestelmän osiksi on valittu siirtojohto, pääkatkaisija, päämuuntaja, mittamuuntaja (virtamuuntaja) ja kiskojärjestelmä. Kuvassa 2 on esimerkki sarja- ja rinnakkaisjärjestelmän lohkokaaviosta, jossa vasemmalla on siirtoverkon (haara) epäluotettavuus, keskellä on kahdenmittamuuntajan, päämuuntajan ja pääkatkaisijan epäluotettavuus. Kuvan oikeassa reunassa on yksikiskojärjestelmän epäluotettavuus.



Kuva 5: Esimerkki epäluotettavuuden lohkokaaviosta.

3.2 Riskiluokat

Varasyöttötarkastelussa sähköasemat jaetaan riskiluokkiin, jotka kertovat järjestelmän epäluotettavuudesta. Ensimmäiseen riskiluokkaan kuuluvat sähköasemat, joissa on yksi päämuuntaja ja pääkisko- tai pääkisko-apukiskojärjestelmä. Toiseen riskiluokkaan kuuluvat ne, joissa on kaksi rinnakkaista päämuuntajaa sekä pääkisko-apukiskojärjestelmä tai pelkkä pääkiskojärjestelmä. Kolmanteen ja luotettavimpaan riskiluokkaan kuuluvat sähköasemat, joissa on kaksi päämuuntajaa ja duplex-kiskojärjestelmä. Luotettavimpaan riskiluokkaan kuuluu ainoastaan Rantala. Suurin osa sähköasemista kuuluu ensimmäiseen riskiluokkaan. Sähköasemien jako riskiluokkiin on esitetty taulukossa 5.

Taulukko 5: Sähköasemat riskiluokittain jaettuna.

Riskiluokka 1	lkm.
Ahmoaara, Eno, Heinävesi, Ilomantsi, Juuka, Kesälahti, Kiihtelysvaara, Lehmo, Liperi, Mankinen, Martonvaara, Palokki, Pamilo, Pesäkangas, Polvijärvi, Reijola, Riistavesi, Rääkkylä, Saava, Tohmajärvi, Tuusniemi, Uskali, Valtimo, Vasikka-vuori, Viinijärvi, Ylämylly	27
Riskiluokka 2	lkm.
Kitee, Kuurna, Nurmee, Puhos, Tuupovaara	5
Riskiluokka 3	lkm.
Rantala	1

Sähköaseman sijainti siirtoverkkoon nähdn vaikuttaa olennaisesti sen riskiin vikaantua, koska ellei siirtoverkon syöttösuuntaa ole mahdollista vaihtaa, ei sähköasemaa saada syötettyä. Usein siirtoverkon topologia on renkaan ja haaran muodostama verkko, jolloin renkaan sähköasemaa syöttävällä haaralla on kytkinasema ja haaran pituus riippuu etäisyydestä renkaaseen. Usein siirtoverkon haarat ovat lyhyitä, vain muutaman kilometrin pituisia, jolloin siirtoverkon luotettavuuteen vaikuttaa eniten siirtoverkon renkaan luotettavuus. Kappaleessa 4 on valittuna varasyötön kannalta ongelmalliset sähköasemat, jolloin niiden luotettavuuden arvioimisessa on käytetty koko siirtoverkon ja sähköaseman kiskon välistä luotettavuutta tai epäluotettavuutta.

Sähköasemien luotettavuus riippuu laitteiden liittymisestä järjestelmään. Rinnakkaisjärjestelmän luotettavuus on paljon parempi sarjajärjestelmään verrattuna, ja niiden yhdistelmässä luotettavuus perustuu vikataajuuteen ja aikaan, jolloin varasyöttökapasiteetti on riittämätöntä. Eri riskiluokan sähköasemien luotettavuus ja epäluotettavuus ajanjaksoilla 0,02–1 vuotta on esitetty taulukossa 6. Taulukosta huomataan, että sähköaseman luotettavuus rakenteesta riippumatta on vuoden aikana yli 99,2 %. Korvauskapasiteetti on riittämätöntä vain tietyn osan vuodesta, kuten luvussa 5 voidaan osoittaa.

Taulukko 6: Eri riskiluokan sähköaseman luotettavuus ja epäluotettavuus.

Aika t [a]	Riskiluokka 3		Riskiluokka 2		Riskiluokka 1	
	Q ₃	R ₃	Q ₂	R ₂	Q ₁	R ₁
0,1	$681,44 \cdot 10^{-9}$	1,00	$160,66 \cdot 10^{-6}$	$999,84 \cdot 10^{-3}$	$709,91 \cdot 10^{-6}$	$999,29 \cdot 10^{-3}$
0,2	$2,72 \cdot 10^{-6}$	1,00	$322,62 \cdot 10^{-6}$	$999,68 \cdot 10^{-3}$	$1,42 \cdot 10^{-3}$	$998,58 \cdot 10^{-3}$
0,4	$10,89 \cdot 10^{-6}$	$999,99 \cdot 10^{-3}$	$650,47 \cdot 10^{-6}$	$999,35 \cdot 10^{-3}$	$2,84 \cdot 10^{-3}$	$997,16 \cdot 10^{-3}$
0,6	$24,49 \cdot 10^{-6}$	$999,98 \cdot 10^{-3}$	$983,54 \cdot 10^{-6}$	$999,02 \cdot 10^{-3}$	$4,26 \cdot 10^{-3}$	$995,74 \cdot 10^{-3}$
0,8	$43,50 \cdot 10^{-6}$	$999,96 \cdot 10^{-3}$	$1,32 \cdot 10^{-3}$	$998,68 \cdot 10^{-3}$	$5,67 \cdot 10^{-3}$	$994,33 \cdot 10^{-3}$
1,0	$67,91 \cdot 10^{-6}$	$999,93 \cdot 10^{-3}$	$1,67 \cdot 10^{-3}$	$998,33 \cdot 10^{-3}$	$7,09 \cdot 10^{-3}$	$992,91 \cdot 10^{-3}$

Lyhyellä aikavälillä on erittäin suuri todennäköisyys sille, ettei pääkatkaisijassa, mitta-
muuntajassa, päämuuntajassa tai kiskojärjestelmässä tapahdu yhtään vikaa. Aikavälin
pidentyessä todennäköisyys, että yhtään vikaa ei tapahdu, pienenee. Riskiluokan 1 säh-
köasemalla ei esiinny 50 vuoden aikana 61,57 %:n todennäköisyydellä yhtään vikaa.
Riskiluokan 2 sähköasemalla todennäköisyys on yli 20-prosenttiyksikköä suurempi,
82,07 %. Taulukossa 7 on laskettu todennäköisyydet sille, etteivät eri riskiluokan säh-
köasemat vikaannu aikavälillä 1–50 vuotta. Taulukosta 7 huomataan, että kahdennetun
järjestelmän vikaantumisen todennäköisyys on erittäin pieni ja kiskon vaikutus riski-
luokkaan on pieni, koska sen toiminta on luotettavaa. Sen sijaan sähköaseman vikaan-
tumiseen vaikuttaa eniten päämuuntaja, koska sen vikataajuus on ollut moninkertaisesti
suurempi muihin sähköaseman komponentteihin verrattuna, kuten taulukosta 8 voidaan
huomata.

Taulukko 7: Vikatilastojen mukainen todennäköisyys, että riskiluokan 1–3 sähköasema ei vikaannu.

Aika, t [a]	Riskiluokka 3	Riskiluokka 2	Riskiluokka 1
1	99,99 %	99,83 %	99,03 %
10	99,39 %	97,82 %	90,76 %
20	97,67 %	94,68 %	82,37 %
30	95,14 %	90,88 %	74,75 %
40	91,99 %	86,62 %	67,84 %
50	88,38 %	82,07 %	61,57 %

Tässä diplomityössä käytetään sähköasemien luotettavuuden arvioimiseen tässä luvussa
esitettyjä käsitteitä. Sähköaseman laitteiden vikaantumisen todennäköisyys aikajaksolla
1–50 vuotta on esitetty Liitteessä B.

3.3 Syöttöverkon vika ja sähköasemavika

Päämuuntajavialla tarkoitetaan tässä työssä päämuuntajan vikaantumista siten, että sähköasemaa ei voida syöttää siirtoverkosta, mutta sen kisko on käytettävissä. Kiskovialla tarkoitetaan kiskojärjestelmän vikaantumista kokonaan siten, että johtolähtöjen katkaisijat avataan ja korvausyhteydet pyritään saamaa viereisiltä sähköasemilta. Siirtoverkon silmukoidun rakenteen vuoksi vika sähköaseman normaalilla syöttösuunnalla voidaan rajata, ja jos mahdollista, sähköaseman syöttösuunta vaihdetaan siirtoverkon toisesta suunnasta. Syöttösuunnan vaihtamiseen kuluva aika riippuu siirtoverkon automatiikasta tai henkilökunnan siirtymiseen kuluvasta ajasta sähköasemalle kytkentätehtäviin. Syöttösuuntaa ei voida vaihtaa, jos siirtoverkosta puuttuvat tarvittavat erottimet. Sähköasemalle ei ole välttämättä rakennettu kahta syöttösuuntaa, eli sähköasema tai sähköasemat sijaitsevat siirtojohdon haaralla. Tällöin siirtoverkon vian takia osaa sähköasemista ei saada syötettyä ollenkaan, kun varasyöttävät sähköasemat ovat jännitteettömiä.

Tutkimuksessa ENTSO-E ”Nordic Grid Disturbance Statistics 2013” [18] on esitettyä Suomen 110 kV kantaverkossa vuosina 2004–2013 tai 1996–2003 tapahtuneet häiriöt ja viat. Johtovikojen (110 kV) määrä vuodessa on ollut keskimäärin 2,02 vikaa sataa johtokilometriä kohden. Vioista 37,2 % on ollut salamoinnista johtuvia ja 42,1 % vian syistä on jäänyt epäselväksi. [18] 110 kV johdoilla suurin osa keskeytyksistä on ohimeneviä, ja vain 3,4 % vioista on jäänyt pysyviksi. Tutkimuksesta [18] on huomioitava, että siirtoverkon häiriöt keskittyvät kesälle, koska kesä-elokuussa vikojen prosentuaalinen lukumäärä on 51 %. Kylmien kuukausien joului–maaliskuun häiriöiden prosentuaalinen osuus on vain 14,6 %. Kantaverkossa suurin osa vioista 76,8 % on johtovikoja ja 17,3 % on sähköasemavikoja, joista kiskovikojen osuus on ollut 0,4 %. Taulukossa 8 on 110 kV jännitetasen sähköasemakomponenttien historiatilasto vuosilta 2004–2013 ja avojohdolta 1996–2013.

Taulukko 8: ENTSO-E vikatilastot 110 kV vuosilta 2004–2013 ja 1996–2013.[18]

2004–2013	Vika /100 laitetta	Vian syyt (%)							
		Salamointi	Muut ulkoiset syyt	Ulkoi- set syyt	Yllä- pito	Tekniset kom- ponentit	Mu- ut	Ei tie- dossa	Pysy- vät viat
Tehomuuntaja	0,55	9,5	2,4	14,3	16,7	26,2	4,8	26,2	
Mittamuuntaja	0,10	9,1	0	4,5	0	54,5	13,6	18,2	
Katkaisijat	0,16	3,2	6,5	3,2	35,5	35,5	6,5	9,7	
Ohjauslaitteet	1,59	2,6	0	1,9	43,5	28,8	5,8	17,6	
1996–2013	Vikaa /100 km								
Avojohto	2,02	37,2	15,3	1,5	1,4	0,4	2,1	42,1	3,4

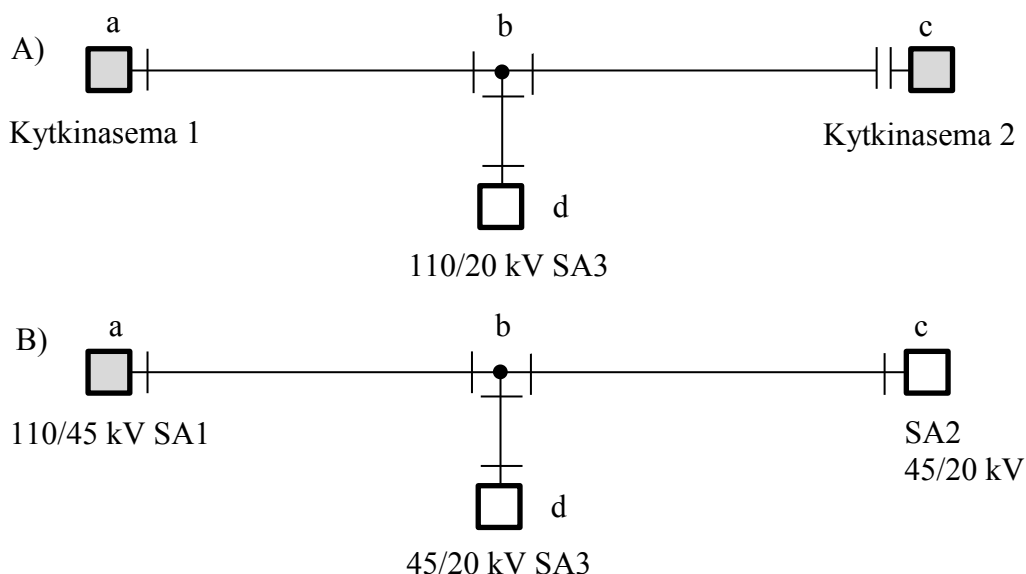
Vuoden 2013 vikatilastojen mukaan kantaverkon 1019 kiskojärjestelmässä on esiintynyt yksi vika, jolloin sen vuoden vikataajuus on $981,4 \cdot 10^{-6}$ vikaa/vuosi. [18] PKS:n historiassa ei ole sattunut yhtään kiskovikaa, ja kiskoston suojana käytetään valokaarisuojaa [19]. Diplomityössä kiskovikataajuuden laskennassa käytetään Bayesilaista estimaattiyhtälöä (3.2), jossa aika t on 15 vuotta ja tarkasteltavien kiskojärjestelmien lukumäärä on 42. Ajan ja lukumäärän perusteella vikataajuudeksi saadaan matemaattisesti noin 0,0016 vika/a.

Päämuuntajan vikaantuminen on harvinaista, mutta sen toimintaan liittyvät komponentit, kuten käämikytkimet, voivat vikaantua. Käämikytkimen vikaantuessa päämuuntaja joudutaan erottamaan verkosta jännitteen tason heilahtelun estämiseksi. Tutkimuksessa [18] on ilmoitettu ilmajohtojen vikaantumistilastojen lisäksi tilastoja mm. tehomuuntajien, mittamuuntajien, katkaisijoiden ja ohjauslaitteiden vikatilastoja vuosilta 2004–2013. Taulukossa 8 on esitetty diplomityön kannalta olennaiset Suomen tilastot. Siirtojohdoilla ainoastaan pysyvät viat ovat varasyötön näkökulmasta oleellisia, koska lyhyiden keskeytysten takia verkon kytkentätilannetta tai syöttöverkon suuntaa ei vaihdeta.

PKSS:n omistamien 45 kV:n ilmajohtojen tarkkoja vikaantumistilastoja ei ole olemassa. Käyttökeskuksesta saatujen tietojen mukaan siirtojohdolla on sattunut 1 vika 5 vuoden aikana, jolloin vikataajuutena käytetään 0,2 vikaa vuodessa. 45 kV:n ilmajohtojilla ei ole koko johtopituudelta ukkosköyksiä, mutta pääsääntöisesti johtokadut ovat puuvarmoja. Tehomuuntajan vikataajuus vuoden aikana on vain $5,5 \cdot 10^{-3}$ vikaa vuodessa. Kahden rinnakkaisen päämuuntajan sähköasemalla toisen päämuuntajan vioittuminen ei välttämättä aiheuta sähköaseman joutumista varasyöttöön, jolloin kahden rinnakkaisen järjestelmän epäluotettavuus voidaan laskea epäluotettavuuksien tulona. Taulukon 8 mukaan vuoden aikainen epäluotettavuus on $13,7 \cdot 10^{-6}$. Kahden rinnakkaisen päämuuntajan epäluotettavuus on todella pieni, joten tämän rakenteen sähköasemat otetaan varasyöttösuunnitelman lisätarkasteluun tämä seikka huomioiden. Siirtojohdon renkaalla sijaitsevalla sähköasemalla päämuuntajien ja molempien siirtojohdon syöttösuuntien yhtäaikaisten vikaantumisen todennäköisyys on pieni. Lisäksi pääkatkaisijoiden tai mittamuuntajien vikaantumiset vaikuttavat koko ketjun luotettavuuteen.

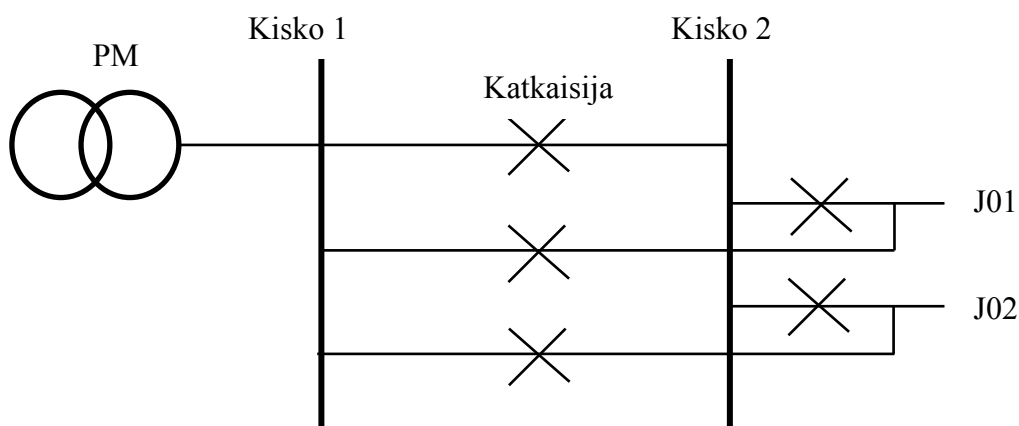
Siirtojohdon renkaalla sijaitsevan sähköaseman syöttösuunnan vaihtamiseksi on siirtoverkon rakenteen oltava sellainen, että se mahdollistaa eri kytkentätilanteet. Esimerkiksi kuvassa 6 A on siirtojohdolla tarvittavat erottimet 110/20 kV:n sähköaseman haaran solmupisteessä b. Normaalin syöttösuunnan ollessa Kytkinasemalta 1 ja vian sattuessa johto-osuudelle a–b, siirtojohdon kytkentää voidaan muuttaa siten, että pisteessä b ja c sijaitsevien erottimien kytkentätilat vaihdetaan ja syöttösuunta saadaan kytkinasemalta SA2. Yleensä kantaverkkoa käytetään renkaassa, jolloin molemmat renkaan kytkinasemat syöttävät rengasta. PKSS:n 110 kV:n tai 45 kV:n omaa siirtoverkkoa käytetään säteittäisesti, koska johdon suojausta ei ole suunniteltu rengaskäyttöön. Luotettava sähköasema ei vähennä vian kestoa siirtoverkossa sattuvan vian aikana.

Kuvassa 6 B on esitettyä 45 kV:n siirtojohto, jonka alussa sijaitsee syöttävä 110/45 kV:n sähköasema SA1. Vika johto-osuudella a–b irrottaa kaikki siihen liittyvät sähköasemat 45 kV syöttöverkosta, vika johto-osuudella b–c irrottaa sähköaseman SA2 ja vika johto-osuudella b–d irrottaa sähköaseman SA3. Jos pisteestä b ei ole erottimia, molemmat sähköasemat joudutaan irrottamaan syöttöverkosta, kun vika sattuu missä tahansa osaa siirtoverkkoa.



Kuva 6: Sähköverkko, jossa 6 A-kohdassa 110 kV:n siirtoverkko ja 6 B-kohdassa 45 kV:n siirtoverkko.

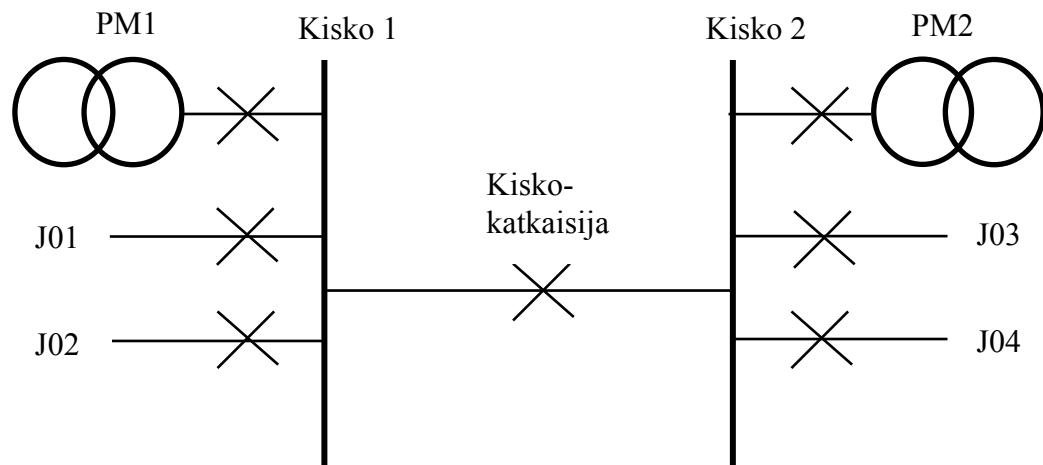
Kiskojärjestelmän oiko- tai maasulussa on mahdollista, että vian aiheuttama valokaari sytyttää sähköasemalle tulipalon. Laajamittaisessa tulipalossa koko sähköasema voi olla vaarassa tuhoutua, ja tulipalossa syntyneiden palo- ja savukaasujen tuhoamia ja likaamia rakenteita joudutaan korjaamaan. Tällöin noen likaamat sähköasemarakenteet joudutaan puhdistamaan ennen sähköaseman käyttöönottoa. Kiskovian aiheuttamia ongelmia voidaan pyrkiä vähentämään erilaisilla kiskotyypeillä, kuten duplex- tai pääkisko-apukiskojärjestelmällä. Duplex-kiskojärjestelmässä vikaantuneen kiskon poiskytkemisen jälkeen kaikki johtolähdöt voidaan kytkeä ehjään kiskoon, kuten kuvasta 7 nähdään. Pääkisko-apukiskojärjestelmässä kiskoviassa osa johtolähdöistä jää korvaamatta. [20] Johtolähdöt voidaan kytkeä ehjään kiskoon vain, jos toinen kisko pysyy vahingoittumattomana.



Kuva 7: Duplex-kiskojärjestelmä.[20]

Kuvassa 8 on esitetty pääkisko-apukiskojärjestelmän rakenne, jossa on kaksi päämuuntajaa ja kaksi kiskoa. Kun toinen kisko vikaantuu, ehjän kiskon johtolähdöt voidaan syöttää normaalisti. Jos sähköaseman ulkopuolella vikaantuneen kiskon tai päämuuntajan syöttämät johtolähdöt on mahdollista yhdistää normaalisti toimiviin johtolähtiin, kaikki sähköaseman tehot saadaan korvattua. Yleensä PKSS:n kiskojärjestelmät sijaitsevat samassa tilassa, jolloin esimerkiksi valokaari toisessa kiskossa synnyttää vaaralli-

sia ja vahinkoja aiheuttavia savukaasuja pakottaen toisen kiskojärjestelmän keskeyttämään sähkötoimituksen.



Kuva 8: Pääkisko-apukiskojärjestelmä kahdella päämuuntajalla.[20]

4 Sähköasemien varasyötön nykytilanne

PKSS:n sähköverkko sijaitsee pääosin maantieteellisesti harvaanasutulla alueella, jossa johtopituudet asiakasta kohti ovat pitkiä. KJ-verkon ja PJ-verkon yhteenlaskettu pituus on noin 21 420 km ja sähköliittymiä on 88 400, joten 100 km:n johtopituudella on keskimäärin 412 asiakasta. Taulukossa 9 on esitettynä PKSS:n sähköverkon johtopituudet sekä sähköasemien, jakelumuuntamoiden ja liittymien lukumäärät. Huomattavinta on jakelumuuntamoiden suuri määrä, noin 9 200 kappaletta.

Taulukko 9: PKSS:n verkon avainluvut vuonna 2013. [5]

Suurjännitejohtoa, 110 tai 45 kV, km	320
Keskijännitejohtoa, 20 kV, km	9 800
Pienjännitejohtoa, 0,4 –1 kV, km	11 300
yhteensä, km	21 420
Sähköasemat 110, 45 ja 20 kV, kpl	42
Päämuuntajien yhteisteho, MVA	585
Jakelumuuntajat 20/1/0,4, 20/0,4 ja 1/0,4 kV, kpl	9 200
Jakelumuuntajien yhteisteho, MVA	707
Liittymien lukumäärä	88 400

PKSS:n sähköasemat ovat joko liitettyinä kantaverkkoon tai omaan 110 kV:n tai 45 kV:n siirtojohtoihin. Sähköasemat sijaitsevat usein kymmenien kilometrien, keskimäärin 20 km:n päässä toisistaan ja niiden välisten runkojohtojen keskimääräinen ikä on noin 25 vuotta. Pisin sähköasemien välisen varasyöttävän runkojohtojen pituus on 38 km Honkavaaran ja Rääkkylän välillä. Käyttöiältään vanhin runkojohto on Polvijärven ja Martonvaaran välissä, keski-ikänsä 34 vuotta. Usein sähköverkon rakenteesta johtuen varasyöttäminen onnistuu vain yhdeltä sähköasemalta, jolloin varasyöttöyhteyksien pituuden ja rakenteen merkitys korostuu, kuten Nurmeksen, Heinäveden ja Kesälahden sähköasemien varasyöttötarkasteluissa. Varasyöttötarkastelussa käytettävät parametrit pidetään simulointien aikana samana, ja niistä olennaisimmat on esitetty taulukossa 10.

Taulukko 10: Parametrit.

Varasyöttävän SA:n kiskojännite [kV]	21,0...21,2 kV
Varasyötettävän SA:n kiskojännite [kV]	19,5
Jännitteenalenema sähköasemien välissä [%]	7...8
Tehokerroin (φ), (ellei tiedossa)	0,95 ind.
Pienjännitesolmut normaalissa käyttötilanteessa	$\pm 10 \% U_n$
Pienjännitesolmut häiriötilanteessa	-15...+10 % U_n

Normaalissa käyttötilanteessa sähköaseman kiskojännitettä pyritään pitämään 20,5 kV:n jännitetasossa, mutta varasyöttötilanteessa kiskojännitettä voidaan nostaa 21,2–21,3 kV:iin. Varasyötettävän sähköaseman kiskossa jännitteenalenema saa suurimmillaan olla 7–8 % syötöstä, jolloin jännite täytyy olla minimissään 19,5 kV. Sähköverkon tehokerroin saadaan automaattisesti PG:stä ja ellei sitä ole tiedossa, tehokertoimena käytetään 0,95 ind. Päämuuntajavikaa simuloidaan irrottamalla päämuuntaja verkosta, ja syöttö toteutetaan 20 kV:n johtolähtöjen kautta. Keventämisellä tarkoitetaan sitä, että johtolähdöt irrotetaan kiskosta ja teho korvataan toiselta sähköasemalta.

4.1 Valtimon sähköasema

Päämuuntajaviassa päävarasyöttöyhteytenä Valtimon (VAL) ja Nurmeksen (NUR) välillä käytetään johtolähtöjen VLM-J10 ja NUR-J02 muodostamaa runkojohtoa, jolla Valtimon kiskoon voidaan siirtää tehoa 2,5 MW. 25 km pitkän ja 31-vuotiaan runkojohdon rakenteesta 90 % on A1132-ilmajohtoa ja loput 5 % on sähköasemilta lähtevää maakaapelia sekä Ravenia. Sähköasemaa voidaan keventää kahdella johtolähdöllä VLM-J05 ja VLM-J06. Nostettaessa syöttävän sähköaseman kiskojännite 21,2 kV jännitetasolle, saadaan varasyötettävän sähköaseman kiskojännite 19,5 kV. Suunniteltu varasyöttö tulisi ajoittaa huhtikuulta marraskuulle, jolloin teho on pienempi kuin varasyöttöyhteyden siirtokapasiteetin maksimiarvo. Suunnittelemtomien varasyöttötilanteiden osuessa mahdolliselle yhteyden siirtokyvyn maksimin yläpuolelle, joudutaan Valtimon johtolähtöjä keventämään tai varasyöttämään kolmella yhteydellä. Seurantalaskentatilanteessa (3,5 MW) sähköasemaa voidaan varasyöttää yhdellä yhteydellä ja kahta johtolähtöä on kevennettävä.

Huipputeho

Huipputehotilanteessa (5 MW) korvattavan sähköaseman kokonaistehoa ei ole mahdollista siirtää suunnitellun varayhteyden kautta, joten sähköasemaa on syötettävä kahdella varasyöttöyhteydellä. Päävarasyöttöyhteyden rinnalla voidaan varasyöttö toteuttaa myös kahta muuta yhteyttä pitkin. Johtolähtö VLM-J05 kevennetään ja VLM-J06 kytketään varasyöttöyhteyden rinnalle, jolloin Valtimon johtolähdöille saadaan riittävä jännitteenlaatu. Taulukon 11 mukaan koko sähköaseman teho voidaan korvata seuranta- ja huipputehotilanteessa täysin.

Taulukon 11 kytkentä-sarakkeessa on seurantalaskentatilanteen (seur) ja huipputehotilanteen (huippu) kytkentä, jossa ke v tarkoittaa keventämistä ja vs varasyöttävää johtolähtöä. Johtolähtö-sarakkeessa on tarkasteltavana sähköaseman johtolähdöt, erotin-sarakkeessa on korvaavien yhteyksien välissä olevan erottimen tunnus ja korvaava johtolähtö -sarakkeessa on varasyöttävän tai korvaavan sähköaseman johtolähdön tunnus. Teho- ja huipputeho -sarakkeissa ovat korvattavan johtolähdön seuranta ja huipputehotilanteen pätöteho. Korvausaste-sarakkeessa esitetään seuranta- ja huipputehotilanteen korvausasteet. Siirrettävä teho -sarakkeessa on varasyöttävällä tai korvaavalla runkojohdolla kiskostoon siirrettävän pätötehon suuruus. Taulukon viimeisellä rivillä on esitetty varasyöttävän päämuuntajan kuormitusaste molemmissa tilanteissa.

Taulukko 11: Valtimon korvaaminen päämuuntajaviassa.

KytKentä		Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Teho P_{seur} [MW]	Huipputeho P_{max} [MW]	Korvausaste [%]		Siir. teho [MW]
seur	huippu						seur	huippu	
		VLM-J01			0,4	0,6	100	100	
kev	kev	VLM-J05	A6452	NUR-J14	0,5	0,7	100	100	
kev	vs2	VLM-J06	A6444	NUR-J03	0,5	0,8	100	100	2,0
		VLM-J09			1,4	1,9	100	100	
vs	vs1	VLM-J10	A6438	NUR-J02	0,4	0,6	100	100	2,5
		yhteensä			3,5	5	100	100	
VS:n SA:n PM:n k-aste (NUR, T=25 MVA)					32 %	43 %			

Kiskovika

Kiskoviassa Valtimon johtolähdöt korvataan taulukon 12 mukaisesti. Taulukossa on esitetty korvattavien johtolähtöjen korvaavat johtolähdöt, niiden väliset erottimet sekä korvaustehon prosentuaalinen suuruus. Kiskoviassa korvausyhteyttä NUR-J02–VLM-J10 voidaan keventää erotinväliltä E6003–A6005 johtolähdölle NUR-J08, ja yhteyttä NUR-J14–VLM-J05 erotinväliltä E6371–A6016 johtolähdölle NUR-J09. Seurantalas-kentatilanteessa kiskovian aikana kaikki johtolähdöt saadaan korvattua Nurmeksen sähköasemalta johtolähtöä VLM-J01 lukuun ottamatta, koska sen PJ-solmujännitteet eivät täytä standardia [10]. Rajaerottimista yksi on käsikäyttöinen.

Taulukko 12: Valtimon korvaaminen kiskoviassa.

Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Seur.teho [MW]	Huipputeho [MW]	Korvausaste [%]	
					seur	huippu
VLM-J01	A6465	NUR-J03	0,7	0,9	50	0
VLM-J05	A6452	NUR-J14	0,5	0,7	100	100
VLM-J06	A6444	NUR-J03	0,5	0,8	100	100
VLM-J09	E6327	NUR-J02	1,4	1,9	100	100
VLM-J10	A6438	NUR-J02	0,4	0,6	100	100
yhteensä			3,5	5	90	82

Taulukossa 13 on esitettynä varasyöttävien tai korvaavien johtimien kuormitusasteet, jotka pysyvät molemmissa tilanteissa alle 50 %. Pullonkaula-sarakkeessa on korvaus-tarkastelun johto-osan suurin kuormitusaste, jolloin esimerkiksi päämuuntajaviassa pul-lonkaulana on päävarasyöttöyhteyden johtolähdön NUR-J02 alun ja ylijännitesuojan välinen AHX-W95-maakaapeli. Yleensä ylijännitesuojan jälkeen johtotyyppi muuttuu ilmajohdoiksi, joiden kuormitusasteet pysyvät alhaisimpina vastaavaan maakaapeliin verrattuna.

Taulukko 13: Korvausyhteyksien johtimien kuormitusasteet.

Päämuuntajavika		Pullonkaula	Tyyppi	Kuormitusaste [%]	
				seur	huippu
		NUR-J02–ylijännitesuoja	AHX-W95	39	45
Kiskovika					
VLM-J09	NUR-J02	NUR-J02–ylijännitesuoja	AHX-W95	32	42
VLM-J10					
VLM-J06	NUR-J03	NUR-J02–ylijännitesuoja	AHX-W95	18	23
VLM-J05	NUR-J14	NUR-J14–solmupiste 30 m	AHX-W120	15	20

Yhteenveto

Valtimo voidaan nykyverkolla korvata täysin päämuuntajaviassa, mutta kiskoviassa johtolähdön VLM-J01 täydelliseen korvaukseen on johtolähtöjen VLM-J01 ja runko-johdon VLM-J09–NUR-J02 väliin järkevää rakentaa yhdysjohto ja erotin, jolla olisi mahdollista yhdistää nämä johtolähdöt toisiinsa kiskovian sattuessa.

Huipputehotilanteessa Valtimoa olisi mahdollista varasyöttää yhdellä yhteydellä, jos kiskostoon asennetaan kompensointikondensaattori. Esimerkiksi 3 MVA:n rinnakkais-kondensaattorilla voidaan siirrettävää tehoa kasvattaa nykyisestä (2,5 MW) jopa 2,5 MW.

4.2 Nurmeksen sähköasema

Nurmes varasyötetään Valtimolta, tarvittaessa jopa kolmella varasyöttävällä yhteydellä. Nurmeksen päävarasyöttöyhteyden runkojohto on 25 km pitkä ja 31-vuotias, ja sen rakenteesta 90 % on A1132-ilmajohdot ja loput 10 % koostuu Ravenista ja sähköasemille tulevista maakaapeleista.

Seurantalaskentatilanteessa (12,4 MW) maaseutujohtolähtöjä kevennetään Saavan (SVA) ja Juuan (JKA) johtolähdöille, mutta johtolähdön NUR-J07 tehosta on Saavalta korvattavissa ainoastaan 15 % (0,1 MW). Valtimolta sen päämuuntajan rajoittamana on mahdollista varasyöttää Nurmeksen sähköasemalle tehoa 10,8 MW. Kiskojännitettä Nurmeksessa voidaan parantaa kiskostossa sijaitsevilla 1 MVar:n ja 2 MVar:n kompensointikondensaattoreilla, joilla kompensoidaan loiskivirran aiheuttamaa jännitehäviötä ja vähennetään johdoilla siirrettävää loistehoa. Seurantalaskentatilanteessa erotinväliltä E6003–A6005 kevennetään 0,5 MW varasyöttävää johtolähtöä NUR-J03 johtolähdölle JKA-J12. Päävarasyöttöyhteydellä on mahdollista siirtää Nurmeksen kiskoon 5,6 MW, jos kompensointikondensaattorit ovat kytkettynä kiskoon. Kahdella varasyöttävällä yhteydellä voidaan siirtää 7,5 MW ja kolmella rinnakkaisella yhteydellä noin 8,5 MW. Seurantalaskentatilanteessa Nurmeksen sähköaseman varasyöttöaste on 95 %, koska Saavalta ei ole mahdollista korvata kuin 100 kW johtolähdöstä NUR-J07. Suunniteltu varasyöttötilanne tulisi ajoittaa heinäkuulle, koska viiden vuoden mitatun tehon perusteella huipputeho on silloin noin 7 MW. Tässä tilanteessa sähköaseman tarvitseman tehon varasyöttäminen sähköasemalle onnistuu kahdella varasyöttävällä runkojohdolla.

Huipputeho

Huipputehotilanteessa (15,6 MW) sähköaseman täydellinen varasyöttö ei ole mahdollista sen suuresta tehon tarpeesta johtuen. Sähköaseman tehosta voidaan korvata ainoastaan 69 %, koska siirtävien runkojohtojen omat kuormat ovat seurantalaskentatilannetta suurempia. Taulukossa 14 on esitetty korvaavat yhteydet ja johtolähtöjen korvausasteet.

Taulukko 14: Nurmeksen korvaaminen päämuuntajaviassa.

Kytkeä		Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Teho	Huipputeho		Korvausaste		Siir. teho
seur	huippu				P_{seur} [MW]	P_{max}	[MW]	[%]	seur	huippu
vs1	vs1	NUR-J02	A6438	VLM-J10	0,4	0,5		100	100	5,6
vs2	vs2	NUR-J03	A6444	VLM-J06	0,9	1,1		100	100	2,0
kev	kev	NUR-J07	A6469	SVA-J07	1,2	1,5		100	100	
kev	kev	NUR-J08	A6197	JKA-J12	0,6	0,8		100	100	
kev	kev	NUR-J09	A6454	SVA-J05	0,7	0,9		15	0	
vs3	vs3	NUR-J14	A6452	VLM-J05	0,9	1,2		100	100	1,0
		NUR-J21			1,0	1,2		100	100	
		NUR-J22			1,7	2,1		100	100	
	kev	NUR-J23			3,2	4,0		100	0	
		NUR-J24			1,8	2,3		100	100	
yhteensä					12,4	15,6		95	69	
VS:n SA:n PM:n k-aste (VLM, T=16MVA)					82 %	93 %				

Varasyöttävien ilmajohtojen ja maakaapeleiden kuormitusasteet päämuuntajaviassa ovat suurimmillaan 65 % Nurmeksesta lähtevällä APY70 maakaapelilla, ja kiskoviassa suurimmat kuormitusasteet sijaitsevat Juuan sähköasemalta lähtevällä maakaapelilla APY70, jolla kuormitusaste on 65 %. Taulukosta 15 huomataan, että korvausyhteyksien kuormitusaste ei nouse missään tilanteessa yli 65 %.

Taulukko 15: Nurmeksen korvaaminen kiskoviassa.

Päämuuntajavika		Pullonkaula	Tyyppi	Kuormitusaste [%]	
				seur	huippu
		ylijännitesuoja–NUR-J23	APY70	60	65
Kiskovika					
NUR-J07	SVA-J07	SVA-J07–ylijännitesuoja	AHX-W95	39	50
NUR-J09	SVA-J05	SVA-J05–ylijännitesuoja	AHX-W95	30	39
NUR-J08	JKA-J12	JKA-J12–ylijännitesuoja	APY70	54	65
NUR-J12	JKA-J12	JKA-J12–ylijännitesuoja	APY70	54	65
NUR-J02	VLM-J10				
NUR-J03	VLM-J06	E6410–A6450	Sparrow	21	26
NUR-J14	VLM-J05				

Kiskovika

Kiskovian sattuminen johtaisi siihen, että useaa johtolähtöä ei olisi enää mahdollista korvata, koska sähköasemalla sijaitsevia kompensointikondensaattoreita ei ole mahdollista kytkeä korvattaville johtolähdöille. Myöskään Valtimon ja Nurmeksen johtolähtöjen välissä ei ole erottimia, joilla voisi kytkeä varasyöttävät johtolähdöt Nurmeksen taa-jamassa sijaitseviin johtolähtiin. Kiskoviassa Nurmeksen sähköaseman korvauspro-sentti on seurantalaskentatilanteessa 41 % ja huipputehotilanteessa 38 %. Taulukosta 16 nähdään, mitkä johtolähdöt vaativat korvausyhteyksiä sekä rajaerottimia, joilla kiskovi-an aikana olisi mahdollista kytkeä yhteyksiä toisiinsa (J22-24). Kaikki mahdolliset raja-erottimet ovat kauko-ohjattavia.

Taulukko 16: Nurmeksen korvausyhteyksien kuormitusasteet.

Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Seur.teho [MW]	Huipputeho [MW]	Korvausaste [%]	
					seur	huippu
NUR-J02	A6438	VLM-J10	0,4	0,5	100	100
NUR-J03	A6444	VLM-J06	0,9	1,1	100	100
NUR-J07	A6469	SVA-J07	1,2	1,5	100	100
NUR-J08	A6197	JKA-J12	0,6	0,8	100	100
NUR-J09	A6454	SVA-J05	0,7	0,9	15	0
NUR-J14	A6452	VLM-J05	0,9	1,2	100	100
NUR-J21	A6476	JKA-J12	1,0	1,2	100	65
NUR-J22			1,7	2,1	0	0
NUR-J23			3,2	4	0	0
NUR-J24			1,8	2,3	0	0
yhteensä			12,4	15,6	41	38

Nurmeksen sähköasema on valittu lisätarkasteluihin, joista lisätietoja luvussa 5.1.

4.3 Saavan sähköasema

Saava varasyötetään viereiseltä Rantalan sähköasemalta (RLA), josta suurien tehojen siirtäminen on mahdollista. Saavan ja Rantalan välinen runkojohto on rakenteeltaan A132-ilmajohtoa, APY70- ja APY120-maakaapeleita, jolloin niiden kuormitettavuus ja syöttävän aseman päämuuntaja määräävät siirtorajat. Siirtorajana johtimien kuormitettavuudelle on 7,7 MW. Kun seurantalaskentatilanteessa (3,5 MW) sähköaseman tehontarve on 3,5 MW, ei varasyötettävyys aiheuta minkäänlaista ongelmaa varasyöttöyhteyden siirtokapasiteetille tai varasyöttävän päämuuntajan kuormitettavuudelle, koska Rantalassa on kaksi rinnakkaista päämuuntajaa (16 ja 25 MVA), ja suuret tehot voidaan jakaa niiden kesken. Johtolähtöjen kevennyksiä ei vaadita, ja jännitteenalenema Rantalan ja Saavan sähköasemien välillä on vain 1,3 %. Varasyöttävän päämuuntajan (16 MVA) kuormitusaste on seurantalaskentatilanteessa 84 %. Varasyöttävä runkojohto SVA-J06–RLA-J04 kytketään Saavalla sijaitsevalla kiskokatkaisijalla.

Huipputeho

Huipputehotilanteessa (5,1 MW) Saavan sähköaseman kiskojännite varasyötössä voidaan pitää lähes normaalilla 20,6 kV tasolla, jos Rantalan sähköaseman normaalia 20,5 kV kiskojännitettä nostetaan 0,5 kV. Varasyöttävältä sähköasemalta lähtevän APY120-maakaapelin kuormitusaste ilman kevennyksiä on 104,2 %, joten Saavan sähköasemaa on kevennettävä noin 0,2 MW. Kevennykset voidaan tehdä erotinmuutoksilla johtolähdeltä RLA-J04 runkojohdon haaroista muille Rantalan sähköaseman johtolähdöille. Taulukosta 17 huomataan, että varasyöttävän päämuuntajan (16 MVA) kuormitusaste on huipputehotilanteessa 84 %.

Taulukko 17: Saavan korvaaminen päämuuntajaviassa.

KytKentä	Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Teho	Huipputeho	Korvausaste		Siir. teho
				P_{seur} [MW]	P_{max} [MW]	seur	huippu	
	SVA-J03			0,6	0,9	100	100	
	SVA-J05			1,2	1,8	100	100	
	SVA-J07			1,6	2,4	100	100	
vs	vs	SVA-J06	J06Q0 RLA-J04					7,7
		yhteensä		3,5	5,1	100	100	
VS:n SA:n PM:n k-aste (SVA,T=16 MVA)				63 %	84 %			

Varasyöttö- tai korvaustilanteessa johdinten kuormitettavuudet saattavat muodostaa pullonkauloja taulukon 18 mukaisesti, jolloin pullonkaulat ovat maakaapeilla ja kuormitusasteet saattavat nousta yli johtimille sallitun maksimiarvon.

Taulukko 18: Johtimien kuormitusasteet.

päämuuntajavika	Pullonkaula	Tyyppi	Kuormitusaste [%]	
			seur	huippu
	RLA-J04–ylijännitesuoja	APY120	72	104
Kiskovika	E4463–solmupiste	APY35	101	-
	RLA-J24–solmupiste 74 m	APY120	-	110

Kiskovika

Kiskoviassa seurantalaskentatilanteessa Saavan johtolähdöt korvataan Rantalan johtolähdöillä RLA-J04 ja -J24, joista johtolähtö RLA-J04 korvaa kaksi johtolähtöä taulukon 19 mukaisesti. Rantalan verkossa joudutaan tekemään useita kytkentämuutoksia, jotta johtolähdöllä RLA-J04 olisi korvattavissa Nurmekseen suuntautuva johtolähtö SVA-J07 ja johtolähdöllä RLA-J23 olisi mahdollista korvata Nurmijärvellä (J03) ja Viekiin (J05) suuntautuvat johtolähdöt. Kuormitusasteiden ylittyminen Lieksan taajamassa rajoittaa johtolähdön RLA-J23 käyttöä huipputehotilanteessa, joten Nurmeksen suuntaan menevän johtolähdön korvaaminen suoritetaan johtolähdön RLA-J24 kautta. Erottimia kiskovian selvittämiseen ei ole merkitty kytkentöjen suuren lukumäärän vuoksi.

Taulukko 19: Saavan korvaaminen kiskoviassa.

Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Seur. teho [MW]	Huipputeho [MW]	Korvausaste [%]	
					seur	huippu
SVA-J03		RLA-J04	0,6	0,9	100	100
SVA-J05		RLA-J04	1,2	1,8	100	100
SVA-J07		RLA-J24	1,6	2,4	100	100
	yhhteensä		3,5	5,1	100	100

Yhteenveto

Nykyverkon parantamiseksi esimerkiksi ilmajohdon tai maakaapelin rakentaminen johtolähtöjen SVA-J03 ja RLA-J28 muuntamoiden 8943 ja 8224 väliin helpottaisi johtolähtöjen yhdistämistä kiskoviassa. Toisena vaihtoehtona on rakentaa Saavan sähköasemalle erotinkoppi, jonka sisällä Rantalan johtolähtöön RLA-J04 on mahdollista kytkeä kaikki Saavan sähköaseman johtolähdöt. Tällöin kiskovika ei aiheuta missään vaiheessa ongelmaa, jos sähköasemateho on alle 7,7 MW.

4.4 Rantalan sähköasema

Rantalan sähköasema varasyötetään Saavalta kahta varasyöttävää runkojohtoa pitkin. Päävarasyöttöyhteyden runkojohto on pituudeltaan 2,7 km, ja se on 45-vuotiaasta A1132-ilmajohtoa. Varasyöttävän Saavan keventäminen seurantalaskentatilanteessa (15,3 MW) on mahdollista 1,6 MW Nurmekseen, jolloin varasyöttävän päämuuntajan kuormitusastetta saadaan hieman laskettua. Silloin on kuitenkin varmistettava, että kevennettyjen lähtöjen jännite täyttää jännitelaatustandardin. Rantala kevennetään 1 MW Pesäkankaan (PES) johtolähdöllä PES-J08. Saavan päämuuntajan kuormitusaste ilman kevennyksiä on 200 %, ja kaikkien kevennysten kanssa päämuuntajan kuormitusaste laskee 180 %:iin. Rantalan sähköasemalla on kaksi päämuuntajaa ja kaksi duplex-kiskojärjestelmää, joista ylempään kuuluvat johtolähdöt J04–J07 ja alempaan johtolähdöt J23–J28.

Molemmissa tilanteissa Rantalan varasyötössä ilmenee Saavalta lähtevien maakaapelin maksimikuormitusasteiden ylittyminen 17 %:lla, jolloin tehon siirtoa joudutaan rajoittamaan yhdellä johtolähdöllä Saavan asemalta 7,7 MW:iin. Kahdella johtolähdöllä Rantalan sähköasema voidaan teoriassa varasyöttää 15,4 MW, mutta Saavan päämuuntajan kapasiteetti (10 MVA) rajoittaa varasyötettävyydeksi 7,7 MW. Taulukosta 20 käy ilmi, että varasyöttö on johdinten siirtokyvyn mukaan mahdollista seurantalaskentatilanteessa, mutta tällöin Saavan päämuuntaja on vaarassa tuhoutua kuormitusasteen ollessa 180 % ja huipputehotilanteessa 250 %.

Seurantalaskentatilanteessa Kevätniemen sahan johtolähtö RLA-J31 asetetaan jännitteettömäksi ja huipputehotilanteessa (19 MW) sen kuormaksi asetetaan 3,8 MW, jotta sähköasemateho olisi mitatun huipputehon suuruinen. Huipputeholla Saavan päämuuntajan ylikuormittuminen rajoittaa Rantalan sähköaseman varasyöttöä seurantalaskentatilanteen alemmalle tasolle. Mittaushistorian perusteella kylminä vuorokausina sähköasemateho on huipussaan, joten varasyöttöä ei ole mahdollista suorittaa.

Taulukko 20: Rantalan korvaaminen päämuuntajaviassa.

KytKentä		Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Teho P _{seur} [MW]	Huipputeho P _{max} [MW]	Korvausaste [%]		Siir. teho MW
seur.	huippu						seur.	huippu	
vs1	vs1	RLA-J04		SVA-J06	1,7	1,7	100	100	7,7
		RLA-J05			1	1	100	100	
		RLA-J06			0,3	0,3	100	100	
kev	kev	RLA-J07	A4331	PES-J08	1,4 (1)	1,4 (1)	100	100	
vs2	vs2	RLA-J23		SVA-J02	2,0	2,0	100	100	7,7
		RLA-J24			2,7	2,7	100	100	
		RLA-J25			1,6	1,6	100	100	
		RLA-J26			2,1	2,1	100	100	
		RLA-J27			1,4	1,4	100	100	
kev	kev	RLA-J28	E4512	SVA-J04	1,1	1,1	100	100	
		RLA-J31			0	3,8	-	0	
yhteensä					15,3	19,1	100	80	
VS SA:n PM:n k-aste (SVA, T=10 MVA)					180 %	250 %			

Taulukosta 21 nähdään, että korvausyhteyksien johtolaatujen pullonkaulat sijaitsevat sähköasemilta lähtevillä maakaapeleilla. Kiskoviassa pullonkaula sijaitsee myös Lieksan keskustan alueella erottimelta E4564 lähtevällä 200 m pitkässä APY25-maakaapelissa. Päämuuntajaviassa suurimmat kuormitusasteet ovat korvaavien johtolähtöjen alun maakaapelilla.

Taulukko 21: Korvausyhteyksien kuormitusasteet.

Taulukko 21. Keskiväsymysjärjestelmän kuormitusasteet.					
Päämuuntajavika		Pullonkaula	Tyyppi	Kuormitusaste [%]	
				seur.	huippu
		SVA-J02–ylijännitesuoja	AHX-W95	80	104
		SVA-J06–ylijännitesuoja			
Kiskovika					
RLA-J04	SVA-J06	SVA-J06–ylijännitesuoja	AHX-W95	110	110
RLA-J25					
RLA-J27					
RLA-J24	SVA-J04	solmupiste–E4564	APY25	83	83
RLA-J26		200 m			
RLA-J28					
RLA-J23	SVA-J02	E4460–solmupiste 15 m	APY35	30	30

Kiskovika

Kiskovikatarkastelu tehdään ainoastaan seurantalaskentatilanteessa, koska huipputeho saadaan lisäämällä johtolähdölle RLA-J31 rajoitetun liittymän suuruinen teho. Kiskoviassa johtolähtöjen RLA-J05, -J06 ja -J31 korvaaminen ei ole mahdollista johtolähtöjen välisten kytkentämahdollisuuksien puuttumisen takia. Sen sijaan johtolähdöstä RLA-J07 on mahdollista korvata 71 % (1 MW) johtolähdöllä PES-J08. Jos Saavan johtoläh-

döiltä Rantalan suuntaan olisi erottimet muuhun verkkoon, ei kiskoviassa tulisi ongelmaa. Lieksan taajamassa sijaitsevien johtolähtöjen kaapeleiden poikkipinnat rajoittavat tehonsiirtoa. Kun korvataan johtolähdöt RLA-J04, -J25 ja -J27 johtolähdöllä SVA-J06 voidaan korvata useampaa johtolähtöä kuin johtolähdöllä SVA-J02, jossa pullonkaulana sijaitsee erottimelta E4460 lähtevä APY35-maakaapeli. Johtolähtöjen RLA-J04, -J25 ja -J27 korvaamisessa joudutaan käyttämään pientä osaa johtolähdöstä RLA-J02. Seurantatilaskentatilanteessa Saavan päämuuntajan kuormitusaste ilman kevennyksiä on 194 % ja huipputehotilanteessa 210 %. Taulukosta 22 nähdään, että useat rajaerottimet ovat käsikäyttöisiä ja varasyöttävien johtolähtöjen välissä on kiskokatkaisija.

Taulukko 22: Rantalan korvaaminen kiskoviassa.

Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Seur.teho [MW]	Huipputeho [MW]	korvausaste [%]	
					seur.	huippu
RLA-J04	J06Q0	SVA-J06	1,7	1,7	100	100
RLA-J05			1,0	1,0	0	0
RLA-J06			0,3	0,3	0	0
RLA-J07	A4331	PES-J08	1,4	1,4	71	71
RLA-J23	J04Q0	SVA-J02	2,0	2,0	100	100
RLA-J24	E2518	SVA-J04	2,7	2,7	100	100
RLA-J25	E4496	SVA-J06	1,6	1,6	100	100
RLA-J26	E4597	SVA-J04	2,1	2,1	100	100
RLA-J27	E4515	SVA-J06	1,4	1,4	100	100
RLA-J28	E4512	SVA-J04	1,1	1,1	100	100
RLA-J31			0	3,8	-	0
yhteensä			15,3	19,1	89	71

Yhteenveto

Molempien päämuuntajien yhtäaikainen vikaantuminen vuoden aikana on erittäin epätodennäköistä, ja todennäköisempää on 110 kV:n siirtoverkon vikaantuminen. Siirtoverkon rakenne Rantalan ja Saarion kohdalla on rengasverkkoa, joten sen pysyvä vikaantuminen aiheuttaisi molempien varasyöttävän ja varasyötettävän sähköaseman jännitteettömyyden. Siirtoverkon kytkentämuutoksilla Lieksan sähköasemien tehonsiirtosuuntaa voidaan muuttaa normaalista kantaverkon Uimaharjun (UMH) kytkinaseman suunnasta Nurmeksen sähköaseman suuntaan. Uimaharjusta Lieksaan (LSA) siirtojohdon pituus on 49 km, Nurmeksesta Lieksaan 63 km. Pidemmällä 110 kV:n siirtojohdolla NUR–LSA on suurempi todennäköisyys vikaantua pysyvästi, mutta sen vikaantumisella ei ole merkitystä sähkönsiirtoon, koska normaali siirtojohdon suunta on UMH–LSA.

Rinnakkaisten päämuuntajien syöttämät johtolähdöt voidaan korvata ristiin, jolloin Rantalan sähköaseman ensimmäisen päämuuntajan (16 MVA) kuormitusaste ilman kevennyksiä seurantatilanteessa on 106 % ja huipputehotilanteessa 132 %. Jos samaan aikaan kevennetään Saavalta osa johtolähdöistä, kuormitusasteet eivät nouse yli 100 %. Nimellisteholtaan 25 MVA päämuuntajan kuormitusaste ei nouse missään tilanteessa yli 100 %, joten sen vikaantuminen ei edellytä Rantalan sähköaseman johtolähtöjen keventämistä. Vaikka Rantalaa ei ole mahdollista korvata kummassakaan tilanteessa, sitä ei oteta varasyöttötarkasteluun, koska sähköasema on kahdennettu ja se sijaitsee siirtoverkon renkaassa. Jos halutaan päästä 100 % varasyöttöasteeseen, joudutaan Saavan päämuuntajan nimellistehoa kasvattamaan 16 MVA nykyisestä 10 MVA:sta, jolloin päämuuntajakapasiteetin tulisi olla vähintään 26 MVA.

4.5 Juuan sähköasema

Juuka varasyötetään Ahmovaarasta (AHM) 29,5 km pitkällä ja keski-ikänsä 21-vuotiaalla runkojohtimella. Sen rakenteesta 70 % on Pigeonia, 25 % Ravenia ja loput 5 % koostuu PAS-johdosta ja APY-maakaapelista. Seurantalaskentatilanteessa (9,4 MW) Juuan sähköaseman varasyöttäminen on mahdotonta pelkästään yhdeltä sähköasemalta, koska 3 MVar:n kompensatiokondensaattorit liitettynä Juuan kiskojännite on 18,4 kV ja ilman kompensointikondensaattoreita 16,3 kV.

Varasyöttävinä sähköasemina käytetään Martonvaaran (MRV) ja Ahmovaaran (AHM) sähköasemia. Juuan ja Ahmovaaran välisellä kiviteollisuusalueella tehon tarve on 3 MW ja muu lähtöjen välinen teho on 1 MW, jolloin runkojohdolla tehoa voidaan siirtää vain 1,3 MW Juuan kiskoon. Martonvaaran sähköasemalta varasyötetään 1,5 MW, jolloin kahden varasyöttävän yhteyden avulla kiskostoon saadaan 2,8 MW, kun Juuan kevennetyn tehon tarve on 3,4 MW. Nurmeksesta on mahdollista varasyöttää puuttuva 0,6 MW, mutta tässä tilanteessa vian sattuminen johonkin varasyöttävälle johtolähdölle aiheuttaisi suuria ongelmia neljän sähköaseman johtolähtöjen suojausten toteutukseen. Huipputehotilanteessa Juukaa ei ole mahdollista varasyöttää kolmelta sähköasemalta.

Taulukossa 23 on esitettynä korvausyhteydet sekä molempien tilanteiden korvausasteet. Seurantalaskentatilanteessa sähköaseman tehosta on korvattavissa 95 % ja huipputehotilanteessa 56 %.

Taulukko 23: Juuan korvaaminen päämuuntajaviassa.

Kytkeä		Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Teho P_{seur} [MW]	Huipputeho P_{max} [MW]	Korvausaste [%]		Siir. teho [MW]
seur	huippu						seur	huippu	
		JKA-J13			1,6	1,9	80	0	
		JKA-J10			1,8	2,1	83	0	
vs1	vs1	JKA-J05	A6785	AHM-J05	3,2	3,8	100	100	1,3
kev	kev	JKA-J12	A6197	NUR-J08	1,3	1,5	100	100	
kev	kev	JKA-J09	A9598	MNK-J12	0,4	0,5	100	100	
vs2	vs2	JKA-J06	A6955	MRV-J02	0,3	0,4	100	100	1,5
kev		JKA-J11	A6847	MRV-J04	0,8	0,9	100	100	
		yhteensä			9,4	11	95	56	
		VS:n SA:n PM:n k-aste (MRV, T=10 MVA)			50 %	65 %			
		VS:n SA:n PM:n k-aste (AHM, T=16 MVA)			50 %	55 %			

Taulukosta 24 nähdään, että korvaavien johtimien kuormitusasteet eivät muodostu ongelmaksi, vaan korvausyhteyksillä syntyy liikaa jännitteenalemaa. Martonvaaran ja Juuan välisillä johdoilla kuormitusaste on suurimmillaan 50 %, ja Ahmovaaran ja Juuan välisellä yhteydellä kuormitusaste huipputehotilanteessa on 84 %. Huipputehotilanteessa Ahmovaaran ja Martonvaaran sähköasemien päämuuntajien kuormitusasteet pysyvät alle sallitun, Ahmovaarassa noin 65 % ja Martonvaarassa noin 55 %.

Taulukko 24: Korvausyhteyksien kuormitusasteet.

Päämuuntajavika		Pullonkaula	Tyyppi	Kuormitusaste [%]	
				seur	huippu
		AHM-J05–ylijännitesuoja	APY120	72	84
Kiskovika					
JKA-J09	MNK-J12	MNK-J12–ylijännitesuoja	APY70	14	16
JKA-J13					
JKA-J10	VSK-J08	solmupiste–solmupiste	20FerSem	15	-
JKA-J05	AHM-J05	AHM-J05–ylijännitesuoja	APY120	50	58
JKA-J12	NUR-J08	NUR-J08–ylijännitesuoja	AHX-W95	24	28
JKA-J06	MRV-J02	MRV-J02–ylijännitesuoja	AHX-W95	9	12
JKA-J11	MRV-J04	E6627–solmupiste	20FerSem	11	13
	VSK-J08				

Kiskovika

Kiskoviassa seuranta- ja huipputehotilanteessa voidaan korvata samat johtolähdöt neljältä eri sähköasemalta. Kaakkoon suuntautuva johtolähtö JKA-J05 korvataan johtolähdöllä AHM-J05, ja etelään suuntautuva johtolähtö JKA-J06 korvataan johtolähdöllä MRV-J02. Pohjoiseen suuntautuva Nurmeksen ja Juuan välinen runkojohto kevennetään erotinväliltä A6047–A6005 johtolähdölle NUR-J03. Kiskoviassa on korvattavissa viisi johtolähtöä seitsemästä.

Ongelmaksi muodostuvat Juuan taajamassa sijaitsevien johtolähtöjen JKA-J09 ja JKA-J11 korvaaminen, koska niitä korvaavat johtolähdöt eivät pysty siirtämään tarvittavaa määrää tehoa standardin [10] määrittämällä sähkönlaadulla. Taulukosta 25 nähdään, että JKA-J10 ja JKA-J13 korvausprosentti on 0 ja koko sähköasematehosta voidaan korvata 63 %. Kaksi rajaerotinta on käsikäyttöisiä ja muut kauko-ohjattavia.

Taulukko 25: Juuan korvaaminen kiskoviassa.

Johtolähtö	Eroin	Korvaava johtolähtö	Seur.teho [MW]	Huipputeho [MW]	Korvausaste [%]	
					seur	huippu
JKA-J13	E6880	MNK-J12	1,6	1,9	0	0
JKA-J10	E6514	VSK-J08	1,8	2,1	0	0
JKA-J05	A6785	AHM-J05	3,2	3,8	100	100
JKA-J12	A6197	NUR-J08	1,3	1,5	100	100
JKA-J09	A9598	MNK-J12	0,4	0,5	100	100
JKA-J06	A6955	MRV-J02	0,3	0,4	100	100
JKA-J11	A6948	MRV-J04	0,8	0,9	100	100
	A6847	VSK-J08				
yhteensä					63	63

Juuan sähköasema on valittu lisätarkasteluihin, joista lisätietoja luvussa 5.2.

4.6 Ahmovaaran sähköasema

Ahmovaaran päävarasyöttöyhteytenä käytetään johtolähtöä AHM-J08 ja rinnalla Martonvaaran johtolähtöä MRV-J02. Varasyöttävä runkojohto on 17,6 km pitkä ja keski-ikältään 30-vuotias. Johdon rakenne koostuu 84 % Ravenista, 12 % Pigeonista ja loput 2 % koostuvat PAS70:stä ja sähköasemilta lähtevistä maakaapeleista. Runkojohdolla on mahdollista varasyöttää Ahmovaaran sähköaseman kiskoon 2,4 MW. Toisena varasyöttävänä yhteytenä käytetään johtolähtöjen JKA-J05 ja AMH-J05 muodostamaa runkojohtoa, jolla on mahdollista siirtää 1 MW Ahmovaaran kiskostoon. Jos runkojohdon syöttämät kuormat ovat seurantalilannetta (5 MW) pienempiä, tehoa voidaan siirtää sitä pitkin Ahmovaaran kiskoon seurantalaskentatilannetta enemmän. Johtolähtö AHM-J04 kevennetään Pesäkankaan (PES) johtolähdölle PES-J05.

Huipputeho

Huipputehotilanteessa (7 MW) sähköasemaa on mahdotonta yrittää korvata muilta sähköasemilta. Vuosina 2013 ja 2014 huipputehot ajoittuivat alkuvuodelle, ja niiden kesto-aika on ollut tunnista muutamaan päivään. Varasyöttävän päämuuntajan kuormitusaste on seurantalaskenta- ja huipputehotilanteessa Martonvaarassa 50–60 % ja Juuassa 78–90 %, kuten taulukossa 26 on esitetty. Huipputehotilanteessa sähköaseman tarvitsemasta tehosta voidaan korvata noin 70 %. Juuasta voidaan korvata 70 % johtolähdöistä AHM-J05 ja AHM-J01.

Taulukko 26: Ahmovaaran korvaaminen päämuuntajaviassa.

KytKentä		Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Teho P_{seur} [MW]	Huipputeho P_{max} [MW]	Korvausaste [%]		Siir. teho [MW]
seur	huippu						seur	huippu	
vs1	vs1	AHM-J02			2,4	3,4	100	65	
		AHM-J08	E6953	MRV-J02	0,2	0,3	100	100	2,4
		AHM-J01			0,7	1	100	70	
kev	kev	AHM-J04	A0910	PES-J05	0,5	0,7	100	100	
vs2	vs2	AHM-J05	A6785	JKA-J05	1,1	1,6	100	70	1,0
yhteensä					5	7	100	70	
VS:n SA:n PM:n k-aste (MRV, T=10 MVA)					50 %	60 %			
VS:n SA:n PM:n k-aste (JKA, T=16 MVA)					78 %	90 %			

Korvaavien runkojohtojen kuormitusasteet kuormitusasteesta riippuen vaihtelevat 41–94 %. Huipputehotilanteessa eniten kuormittuu johtolähdön JKA-J05 APY70-maakaapeli. Taulukossa 27 on esitettynä korvausjohtimien kuormitusasteet molemmissa tilanteissa. Päävarasyöttöyhteyden runkojohdon kuormitusaste on 45 %.

Taulukko 27: Ahmovaaran korvausjohtimien kuormitusasteet.

Päämuuntajavika		Pullonkaula	Tyyppi	Kuormitusaste [%]	
				seur	huippu
		MRV-J02–solmupiste	AHX-W95	41	45
		JKA-J05–solmupiste	APY70	75	94
Kiskovika					
AHM-J02	MRV-J02	MRV-J02–solmupiste	AHX-W95	45	50
AHM-J08					
AHM-J01	JKA-J05	JKA-J05–solmupiste	APY70	75	94
AHM-J05					

Kiskovika

Kiskoviassa Ahmovaaran johtolähdöt korvataan Juuan, Martonvaaran ja Pesäkankaan sähköasemilta. Johtolähdöllä JKA-J05 voidaan korvata johtolähdöt AHM-J05 ja -J01. Martonvaaran sähköasemalta korvataan johtolähdöt AHM-J08 ja -J02. Myös Kuurnan (KRN) sähköasemalta johtolähdöllä KRN-J04 on mahdollista keventää erotinväli E6540–A6574, eli noin 0,1 MW johtolähdöstä AHM-J04. Seurantalaskentatilanteessa kaikki muut johtolähdöt paitsi MRV-J02 on mahdollista korvata täysin, koska sen KJ-verkon latvoilla PJ-solmujännite laskee standardin [10] määrittämän rajan alapuolelle.

Huipputehotilanteessa Martonvaarasta korvataan kokonaan johtolähtö AHM-J08 ja suurin osa johtolähdöstä AHM-J02, jolloin johtolähtöä MRV-J02 joudutaan keventämään erotinväliltä A6938–A0459 johtolähdölle KRN-J04. Kiskovikatilannetta simuloidessa huomataan, että suurimmat tehot ovat johtolähdöllä AHM-J02, hiihtokeskusta syöttävällä johtolähdöllä. Taulukosta 28 nähdään, että huipputehotilanteessa johtolähdöt voidaan korvata 70 %:sesti ja seurantalaskentatilanteessa 90 %:sesti. Kolme viidestä rajaerottimesta on käsikäyttöisiä.

Taulukko 28: Ahmovaaran korvaaminen kiskoviassa.

Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Seur. teho [MW]	Huipputeho [MW]	Korvausaste [%]	
					seur	huippu
AHM-J02	E6694	MRV-J02	2,4	3,4	80	65
AHM-J08	E6953	MRV-J02	0,2	0,3	100	100
AHM-J01	E6560	JKA-J05	0,7	1	100	70
AHM-J04	A0910	PES-J05	0,5	0,7	100	100
AHM-J05	A6785	JKA-J05	1,1	1,6	100	70
	yhteensä		5	7	90	70

Yleistä

Sähköasema sijaitsee siirtojohdon POL–SRV haaralla ennen Martonvaaran sähköasemaa kuvan 17 mukaisesti. Haaran vikaantuminen ei aiheuta pysyvää vikaa varasyöttötilanteille sähköasemille, vaan vikapaikka voidaan erottaa kohdasta MRV. Sen sijaan molempien siirtojohdon syöttösuuntien yhtäaikainen pysyvä vikaantuminen estää varasyötön toteuttamisen.

Vuosina 2011–2013 sähköasemalla mitattu keskituntiteho on ollut alle varasyötettävän 5 MW:n tehon, 99 % vuoden tunneista ja 98 % kokonaisista vuorokausista. Mitattujen keskituntitehojen perusteella ei ole järkevää tarkastella lisää varasyötötilanteita, koska mahdollisen päämuuntajan tai syöttöverkon vika ei aiheuta 99 % ajasta ongelmaa varasyötettävyydelle. Huipputehotilanteessa varasyöttöaste saadaan nostettua 100 %:iin asentamalla sähköaseman kiskoon 2 MVar:n rinnakkaiskondensaattori, mutta sähköaseman huipputeho ei saa ylittää 7 MW. Varasyöttävän runkojohdon saneerauksella päädytään samaan tilanteeseen, josta lisätietoja luvun 5 kappaleessa 2. Kuormituskäyrien perusteella sähköaseman teho on suurimman osan aikaa alle 3 MW, joten suunniteltu varasyöttäminen tulisi ajoittaa kesäaikaan.

4.7 Martonvaaran sähköasema

Martonvaaran sähköasema varasyötetään Ahmovaarasta 17,6 km pitkällä ja keski-ikältään 30-vuotiaalla runkojohdolla. Runkojohdon rakenteesta 84 % on Ravenia, 12 % Pigeonia ja loput 2 % koostuu PAS70-johdosta ja sähköasemilta lähtevistä maakaapeleista. Runkojohdolla on mahdollista siirtää Martonvaaran sähköaseman kiskoon 2,4 MW. Sähköasemaa ei tarvitse keventää seurantalaskenta- tai huipputehotilanteessa (1,7–2,3 MW), koska tilanteiden tehot ovat alle varasyöttökapasiteetin. Taulukosta 29 nähdään, että varasyöttö voidaan suorittaa vain yhdellä korvausyhteydellä ja johtolähtöjen MRV-J02–AHM-J08 välissä on käsikäyttöinen erotin, jonka vaihtamisella kauko-ohjatuksi varasyöttö voidaan suorittaa nopeammin.

Taulukko 29: Martonvaaran korvaaminen päämuuntajaviassa.

KytKentä		Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Teho P _{seur} [MW]	Huipputeho P _{max} [MW]	Korvausaste [%]		Siir. teho [MW]
seur	huippu						seur	huippu	
vs	vs	MRV-J02	E6953	AHM-J08	0,7	0,9	100	100	2,4
		MRV-J03			0,7	0,9	100	100	
		MRV-J04			0,3	0,5	100	100	
		yhteensä			1,7	2,3	100	100	
VS:n SA:n PM:n k-aste (AHM,T=16 MVA)					46 %	67 %			

Taulukoiden 29 ja 30 perusteella KJ-johtojen kuormitusaste 35 % on suurimmillaan Ahmovaarassa johtolähdön AHM-J08 alun APY120-maakaapelilla. Varasyöttävän nimellisteholtaan 16 MVA päämuuntajan kuormitusaste seurantalaskenta- ja huipputehotilanteessa vaihtelee 46–67 %.

Taulukko 30: Martonvaaran korvausyhteyksien kuormitusasteet.

Päämuuntajavika		Pullonkaula	Tyyppi	Kuormitusaste [%]	
				seur	huippu
		AHM-J08 – solmupiste	APY120	25	35
Kiskovika					
MRV-J02	AHM-J08	AHM-J08 – solmupiste	APY120	10	15
MRV-J03	POL-J10	E2083 – M1072	Swan	45	55
MRV-J04	POL-J12				

Martonvaaran johtolähdöt ovat korvattavissa kiskoviassa kahdelta tai kolmelta viereiseltä sähköasemalta. Kahdelta sähköasemalta korvattaessa Ahmovaarasta korvataan yksi johtolähtö MRV-J02 ja Polvijärveltä (POL) kaksi johtolähtöä MRV-J03 ja MRV-J04. Johtolähtöjen korvaus seurantalaskenta- ja huipputehotilanteessa on mahdollista johtolähtöjen pienten tehojen ja eri johtolähtöjen kytkentämahdollisuuksien takia. Taulukosta 31 nähdään, että kiskovian aikana johtolähdöt voidaan korvata täysin. Kaksi kolmesta rajaerottimesta on automaattisia.

Taulukko 31: Martonvaaran korvaaminen kiskoviassa.

Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Seur.teho [MW]	Huipputeho [MW]	korvausaste [%]	
					seur.	huippu
MRV-J02	E6953	AHM-J08	0,7	0,9	100	100
MRV-J03	A2048	POL-J10	0,7	0,9	100	100
MRV-J04	A2323	POL-J12	0,3	0,5	100	100
yhteensä			1,7	2,3	100	100

4.8 Polvijärven sähköasema

Polvijärvi varasyötetään Martonvaarasta johtolähdöillä POL-J12 ja MRV-J04. Pituudeltaan varasyöttävä runkojohto on 23 km ja keski-ikänsä 34-vuotias. Runkojohdosta 73 % muodostuu Ravenista, 26 % Pigeonista ja loput 1 % sähköasemilta lähtevistä maakaapeleista.

Seurantalaskentatilanteessa (7,8 MW) Polvijärven kiskoon voidaan siirtää Martonvaarasta yhdellä johtolähdöllä 3,5 MW. Kolme johtolähtöä, yhteensä 3,6 MW, kevennetään Martonvaaran, Vasikkavuoren (VSK) ja Ylämyllyn (YMY) sähköasemille. Varasyöttävä MRV-J04 runkojohto kevennetään erotinväliltä E2059–A6948 johtolähdölle JKA-J11. Polvijärven kiskostoon kytkettävillä 1 MVar:n ja 2 MVar:n kompensointikondensaattoreilla kiskojännitettä voidaan nostaa tilanteesta riippuen noin 1 kV. Kompensatiokondensaattorit kytkettynä jännite Polvijärven sähköaseman kiskossa on 19,7 kV ja ilman 18,6 kV. Taulukosta 32 nähdään, että seurantalaskentatilanteessa varasyöttävän päämuuntajan kuormitusaste on 80 % ja sähköasema on täysin korvattavissa.

Huipputeho

Huipputehotilanteessa (9,6 MW) johtolähdön POL-J11 etelään lähtevää KJ-haaraa voidaan keventää esimerkiksi erotinväliltä E2005–A2316 (0,6 MW) johtolähdölle VRJ-J02, jolloin Polvijärven kiskojännite saadaan yli 19,5 kV. Tarvittaessa Polvijärven päävarasyöttöyhteyden rinnalla voidaan syöttää toisella varasyöttöyhteydellä MRV-J03–POL-J10 (1,5 MW), jolloin kevennystä ei välttämättä tarvita johtolähdön POL-J11 etelän KJ-haaralle. Varasyöttävän sähköaseman päämuuntajan kuormitusaste nousee huipputehotilanteessa 100 %:iin, ellei kevennyksiä ole tehty Martonvaarassa tai johtolähtöä POL-J11 ole osittain kevennetty Viinijärven (VJR) sähköasemalle.

Taulukko 32: Polvijärven korvaaminen päämuuntajaviassa.

KytKentä		Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Teho P_{seur} [MW]	Huipputeho P_{max} [MW]	Korvausaste [%]		Siir. teho [MW]
seur	huippu						seur	huippu	
		POL-J07			1,9	2,3	100	100	
		POL-J08			0,5	0,5	100	100	
kev	kev	POL-J09	A2240	YMY-J03	1,2	1,5	100	100	
kev	kev	POL-J10	A2049	MRV-J03	1,3	1,6	100	100	
	kev	POL-J11			1,5	1,9	100	100	
vs	vs	POL-J12	A2323	MRV-J04	0,3	0,4	100	100	3,5
kev	kev	POL-J14	A6693	VSK-J08	1,1	1,4	100	100	
		yhteensä			7,8	9,6	100	100	
		VS:n SA:n PM:n k-aste (MRV,T=10 MVA)			80 %	100 %			

Taulukossa 33 on esitetty korvausyhteyksien kuormitusasteet. Taulukosta nähdään, että suurin kuormitusaste on varasyöttävän runkojohdon pullonkaulassa Polvijärvelle (POL-J12) tulevalla APY70-maakaapelilla, jossa kuormitusaste seurantalaskentatilanteessa on 72 % ja huipputehotilanteessa 85 %.

Taulukko 33: Polvijärven korvausyhteyksien kuormitusasteet.

Päämuuntajavika		Pullonkaula	Tyyppi	Kuormitusaste [%]	
		yljännitesuoja-POL-J12	APY70	seur	huippu
Kiskovika					
POL-J11	VJR-J02	A2316-T-haara	20FerSem	35	42
POL-J09	YMY-J01	E0765-E0876	20FerSem	28	33
POL-J14	VSK-J08 VSK-J03	M0166-M2923	20FerSem	24	29
POL-J10 POL-J12	MRV-J04	E2083-M1072	Swan	45	55

Kiskovika

Kiskoviassa jokainen Polvijärven johtolähtö voidaan korvata toisilta sähköasemilta. Taajamassa sijaitseva johtolähtö POL-J10 korvataan Martonvaarasta tarvittaessa jopa kahdella rinnakkaisella johtolähdöllä. Etelän johtolähdöt POL-J11 ja POL-J09 korvataan Ylämyllyltä ja Viinijärveltä. Kun korvataan Ylämyllyltä johtolähtöä POL-J09 johtolähdöllä YMY-J01, runkojohtoa voidaan keventää erotinväliltä A5392-E5055 Liperiin (LIP). Osa johtolähdöstä POL-J09 korvataan johtolähdöllä YMY-J01 erotinvälillä A2311-A2128. Lounaaseen suuntautuva johtolähtö POL-J14 korvataan kahdella johtolähdöllä Vasikkavuorelta, jossa johtolähtöjen välissä jakorajana on erotin A2288. Polvijärven vieressä olevalle kaivokselle menevän johtolähdön POL-J08 tehoja on mahdollista korvata Vasikkavuorelta johtolähdön POL-J14 kautta. Johtolähdölle POL-J08 seuranta- ja huipputeholaskennassa käytetään 500 kVA rajoitettua liittymistehoa. Kiskoviassa korvaavien johtojen kuormitusasteet vaihtelevat tilanteesta riippuen 24–55%, jolloin suurin kuormitusaste on 55 % Swan-ilmajohdolla johto-osuudella E2083-M1072. Taulukossa 34 on esitetty kaikki korvaavat johtolähdöt, ja siitä huomataan, että kaikki johtolähdöt voidaan korvata molemmissa tilanteissa. Ainoastaan yksi rajaerotin on käsi-käyttöinen.

Taulukko 34: Polvijärven korvaaminen kiskoviassa.

Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Seur. teho [MW]	Huipputeho [MW]	Korvausaste [%]	
					seur	huippu
POL-J08	E2330	POL-J14	0,5	0,5	100	100
POL-J14	A6693	VSK-J08	1,1	1,4	100	100
	A9504	VSK-J03				
POL-J10	A2049	MRV-J04	1,3	1,6	100	100
POL-J11	A2316	VJR-J02	1,5	1,9	100	100
POL-J09	A2240	YMY-J03	1,2	1,5	100	100
	A2300	YMY-J01				
POL-J07	A2303	MRV-J03	1,9	2,3	100	100
POL-J12	A2323	MRV-J04	0,3	0,4	100	100
	yhteensä		7,8	9,6	100	100

4.9 Vasikkavuoren sähköasema

Päämuuntajaviassa Vasikkavuori varasyötetään Mankiselta samalla runkojohdolla kuin Mankisen varasyötössä. Useita johtolähtöjä on mahdollista keventää viereisille sähköasemille, mutta se on tarpeetonta sähköaseman tehon pienuudesta johtuen. Sähköaseman kiskoon voidaan varasyöttävällä runkojohdolla siirtää 3,6 MW, sähköaseman tehontarpeen vaihdellessa seuranta- ja huipputilanteessa 2,8–4 MW. Varasyöttävän päämuuntajan kuormitusaste seurantalaskentatilanteessa on 56 % ja huipputehotilanteessa 80 %. Taulukossa 35 on esitettyä korvausyhteydet päämuuntajaviassa.

Taulukko 35: Vasikkavuoren korvaaminen päämuuntajaviassa.

KytKentä		Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Teho P _{seur} [MW]	Huippu- teho P _{max} [MW]	Korvausaste [%]		Siir. teho [MW]
seur	huip- pu						seur	huip- pu	
vs	vs	VSK-J03	A9792	MNK-J05	0,4	0,6	100	100	3,6
		VSK-J09			0,4	0,6	100	100	
		VSK-J04			0,7	1	100	100	
		VSK-J06			0,7	1	100	100	
		VSK-J08			0,3	0,4	100	100	
		VSK-J10			0,2	0,3	100	100	
		VSK-J05			0,1	0,1	100	100	
yhteensä					2,8	4,0	100	100	
Päämuuntajan kuormitusaste (MNK 16 MVA)					56 %	80 %			

Korvattavien johtolähtöjen pienten tehojen takia korvaavien johtojen kuormitusasteet vaihtelevat tilanteesta riippuen 20–52 %, ja jokaisella yhteydellä pullonkaulana on sähköasemilta lähtevä APY70-maakaapeli. Kuormitusasteet korvausjohtimilla on esitetty taulukossa 36.

Taulukko 36: Vasikkavuoren korvausjohtimien kuormitusasteet.

Päämuuntajavika		Pullonkaula	Tyyppi	Kuormitusaste [%]	
				seur	huippu
		MNK-J05–ylijännitesuoja	APY70	60	83
Kiskovika					
VSK-J03	POL-J14	POL-J14 – ylijännitesuoja	APY70	32	42
VSK-J09	MNK-J05	MNK-J06–ylijännitesuoja	APY70	20	27
VSK-J04	TSN-J10	TSN-J10–ylijännitesuoja	APY70	25	35
VSK-J06	MNK-J12	MNK-J12–ylijännitesuoja	APY70	42	52
VSK-J08	JKA-J11	JKA-J11–solmupiste	APY70	23	33
VSK-J10	MNK-J12	-	-	20	30
VSK-J05	MNK-J11	-	-	20	30

Kiskovika

Kiskovika Vasikkavuorella ei aiheuta ongelmia johtolähtöjen korvaamisessa, koska kaikki johtolähdöt saadaan korvattua Juuan, Mankisen, Tuusniemen (TSN) ja Polvijärven johtolähdöillä, kuten taulukosta 37 nähdään. Sähköasemilta Juuka, Tuusniemi ja Polvijärvi korvataan kolme johtolähtöä ja Mankiselta loput neljä. Yksi rajaerotin on käsikäyttöinen, ja kaikki muut ovat kauko-ohjattavia.

Taulukko 37: Vasikkavuoren korvaaminen kiskoviassa.

Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Seur. teho [MW]	Huipputeho [MW]	Korvausaste [%]	
					seur	huippu
VSK-J03	A9504	POL-J14	0,4	0,6	100	100
VSK-J09	A9792	MNK-J05	0,4	0,6	100	100
VSK-J04	E9073	TSN-J10	0,7	1	100	100
VSK-J06	A9526	MNK-J12	0,7	1	100	100
VSK-J08	A6901	JKA-J11	0,3	0,4	100	100
VSK-J10	A9673	MNK-J12	0,2	0,3	100	100
VSK-J05	A9317	MNK-J11	0,1	0,1	100	100
yhteensä			2,8	4	100	100

4.10 Mankisen sähköasema

Mankinen varasyötetään johtolähtöjen MNK-J05 ja VSK-J09 muodostamalla runkojohdolla, joka on 15 km pitkä ja keski-ikänsä 29-vuotias. Runkojohdosta 84 % on Pigeonia, 15 % A1132-ilmajohtoa ja loppu 1 % koostuu sähköasemilta lähtevistä maakaapeleista. Mankisen sähköaseman kiskojännitettä nostetaan 2 MVar:n kompensointikondensaattoreilla, joilla siirtokapasiteettia saadaan lisättyä 2 MW. Mankisen varasyöttäminen Vasikkavuorelta onnistuu, jos sen yksi tai useampi johtolähtö kevennetään Riistaveden ja Vasikkavuoren johtolähdöille. Kevennystarve ei johdu liian suuresta jännitteenalenemasta vaan runkojohtojen ylikuormittumisesta. Suuremman kuin 5,5 MW tehon siirtäminen Mankisen sähköaseman kiskoon ylikuormittaa sähköasemalle tulevaa APY70-maakaapelia seurantalanteessa (6,4 MW) yhden prosentin ja huipputehotilanteessa (8,0 MW) 5 %. Jos edellä mainittu maakaapeli vaihdetaan suurempi poikkipintaiseen vaihtoehtoon, esimerkiksi AHX-W150-maakaapeliin, kevennystarpeet häviäisivät. Toisaalta nykyistä kaapelia saa ylikuormittaa lyhytaikaisesti. Varasyöttävän päämuuntajan kuormitusaste seurantalaskentatilanteessa on 64 % ja huipputehotilanteessa 80 %. Huipputehon aikana sähköasema on kevennettävä kahdella johtolähdöllä kokonaan tai osittain, jotta edellä mainitun sähköasemalle tulevan maakaapelin ylikuormittuminen voidaan estää. Taulukossa 38 on esitettynä päämuuntajaviassa käytettävät korvausyhdytydet ja korvausasteet.

Taulukko 38: Mankisen korvaaminen päämuuntajaviassa.

KytKentä	Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Teho P _{seur} [MW]	Huipputeho P _{max} [MW]	Korvausaste [%]		Siir. teho [MW]
						seur	huippu	
kev	kev	MNK-J12	A9673	VSK-J10	1,0	1,3	100	100
					2,7	3,4	100	100
kev	kev	MNK-J11	A9323	RSV-J02	0,4	0,5	100	100
					1,6	2,0	100	100
					0,5	0,6	100	100
vs	vs	MNK-J05	A9792	VSK-J09	0,2	0,3	100	100
yhteensä				6,4	8,0	100	100	5,5
VS SA:n Päämuuntajan k-aste (VSK 16 MVA)				61 %	80 %			

Taulukosta 39 nähdään, että kiskoviassa korvausjohtimien kuormitusasteet vaihtelevat 20–70 %. Huipputehotilanteessa suurin kuormitusaste on 70 % johtolähdön VSK-J09 alun AHXW95-maakaapelilla. Päämuuntajaviassa varasyöttävän runkojohdon kuormitusaste on yli 100 %.

Taulukko 39: Mankisen korvausjohtimien kuormitusasteet.

Päämuuntajavika		Pullonkaula	Tyyppi	Kuormitusaste [%]	
		MNK-J05–ylijännitesuoja	APY70	seur	huippu
Kiskovika					
MNK-J11	RSV-J02	RSV-J02–ylijännitesuoja	APY70	30	40
MNK-J07					
MNK-J05	VSK-J09	VSK-J09–E9833	AHXW95	60	70
MNK-J07					
MNK-J09					
MNK-J12	VSK-J10	E9635–M7588 4200 m	Sparrow	20	25
MNK-J14					

Kiskovika

Kiskoviassa Riistavedeltä on mahdollista korvata johtolähtö MNK-J11 kokonaan ja 1–2 MW johtolähdöstä MNK-J07 esimerkiksi erotinväliltä E9729–E9662. Taulukossa 40 on esitetty korvausyhteydet ja korvausasteet johtolähdöittäin. Vasikkavuorelta saadaan korvattua viisi kuudesta sähköaseman johtolähdöstä seuranta- ja huipputehotilanteessa. Kiskoviassa on mahdollista tehdä useita erilaisia kytkentöjä. Esimerkiksi Juuasta ja Vasikkavuoresta on mahdollista korvata osa johtolähdöistä, ja Savon Voiman kanssa yhteisellä rajayhteydellä on mahdollista korvata 0,4 MW johtolähdöstä MNK-J14. [21] Kaksi rajaerotinta on käsikäyttöisiä.

Taulukko 40: Mankisen korvaaminen kiskoviassa.

Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Seur. teho [MW]	Huipputeho [MW]	Korvausaste [%]	
					seur	huippu
MNK-J12	A9673	VSK-J10	1,0	1,3	100	100
MNK-J07	E9533	VSK-J09	2,7	3,4	100	100
MNK-J11	A9323	RSV-J02	0,4	0,5	100	100
MNK-J09	E9797	VSK-J09	1,6	2,0	100	100
MNK-J14	A9826	VSK-J10	0,5	0,6	100	100
MNK-J05	A9792	VSK-J09	0,2	0,3	100	100
yhteensä			6,4	8	100	100

4.11 Tuusniemen sähköasema

Tuusniemi varasyötetään Riistavedeltä johtolähdön TSN-J12 ja RSV-J12 muodostamalla runkojohdolla, jonka pituus on 22 km ja keski-ikänsä se on 23-vuotias. Runkojohto koostuu 99 %:sesti A1132-ilmajohdosta ja loput 1 % on sähköasemilta lähtevää APY70-maakaapelia.

Tuusniemen sähköaseman varasyöttö seurantalaskentatilanteessa (3,3 MW) on mahdollista ilman kevennyksiä pelkästään päävarasyöttöyhteydellä, jolla sähköasemalle voidaan siirtää 4 MW. Taulukosta 42 huomataan, että runkojohdon kuormitusaste on suurimmillaan 54 % sähköasemalta lähtevällä APY70-maakaapelilla. Taulukosta 41 nähdään, että varasyöttävän päämuuntajan kuormitusaste on 50 %.

Huipputeho

Huipputehotilanteessa Tuusniemen tehontarpeen ollessa 6 MW sähköaseman tehoa on kevennettävä 1 MW. Riistaveden varasyöttävää johtolähtöä kevennetään erottimelta A9161 johtolähdölle RSV-J01, ja Tuusniemen korvaavaa johtolähtöä kevennetään Vasikkavuoren tai Mankisen sähköasemille erottimelta E9031. Johtolähdöt TSN-J05 ja TSN-J10 on mahdollista yhdistää puistomuuntamolla 1522 erottimella E9346, jolloin johtolähtö TSN-J05 on mahdollista keventää tarvittaessa Vasikkavuorelta. Huipputehotilanteessa Tuusniemi on mahdollista varasyöttää Riistavedeltä, jonka päämuuntajan kuormitusaste huipputehotilanteessa on 76 %. Yksi johtolähtö TSN-J10 on kokonaan kevennettävä taulukon 41 mukaisesti johtolähdölle VSK-J04.

Taulukko 41: Tuusniemen korvaaminen päämuuntajaviassa.

KytKentä	Johtolähtö	Eroin	Korvaava johtolähtö	Teho P_{seur} [MW]	Huipputeho P_{max} [MW]	Korvausaste [%]	Siir. teho [MW]
seur.	huippu					seur.	huippu
				0,7	1,3	100	100
				1,3	2,4	100	100
	kev	TSN-J10 E9073	VSK-J04	0,6	1,0	100	100
				0,2	0,4	100	100
vs	vs	TSN-J12 A9035	RSV-J01	0,5	0,9	100	100
		yhteensä		3,3	6	100	100
VS AS:n PM:n k-aste (RSV, T=16 MVA)				50 %	76 %		

Taulukosta 42 nähdään, että varasyöttävän runkojohdon kuormitusaste on 75 % huipputehotilanteessa ja kiskovian korvaustilanteessa korvausjohtojen kuormitusasteet laskevat päämuuntajavikatilanteesta, koska tehot jakautuvat useammalle lähdölle taulukon 43 mukaisesti.

Taulukko 42: Tuusniemen korvausjohtimien kuormitusasteet.

päämuuntajavika	Pullonkaula	tyyppi	Kuormitusaste [%]	
			seur.	huippu
	ylijännitesuoja–TNS-J12	APY70	54	75
Kiskovika				
TSN-J10	VSK-J04	VSK-J04–ylijännitesuoja	48	59
TSN-J05				
TSN-J09				
TSN-J11	RSV-J01	RSV-J01–ylijännitesuoja	28	38
TSN-J12				

Kiskovika

Kiskoviassa Tuusniemen etelän ja lännen johtolähdöt TSN-J05, -J09 ja -J10 korvataan Vasikkavuoren johtolähdöllä VSK-J04, jolloin ongelmaksi muodostuu runkojohdon siirtokapasiteetti. Seurantalaskentatilanteessa korvausteho edellä mainituilla lähdöillä on 2,6 MW ja huipputehotilanteessa 4,7 MW. Johtolähdöt TSN-J11 ja -J12 korvataan Riistaveden johtolähdöllä RSV-J01. Koilliseen suuntautuvan johtolähdön TSN-J09 korvaaminen huipputehotilanteessa ei onnistu liian huonon sähkönlaadun takia. Johtolähtöä VSK-J04 joudutaan keventämään, jotta Tuusniemen taajama on mahdollista korvata. Johtolähdön VSK-J04 KJ-haara joudutaan asettamaan jännitteettömäksi (0,7 MW) erottimelta A9322. Tuusniemen taajamassa johtolähdön TSN-J10 PJ-solmujen jännitteet

alittavat standardin [10] kahdella liittymällä 66024462 ja 88001095. Johtolähtö TSN-J11 on myös korvattavissa Palokin sähköasemalta.

Taulukosta 43 nähdään, että seurantalaskentatilanteen 3,3 MW:n tehosta voidaan korvata 100 %, mutta huipputehotilanteesta (6 MW) saadaan korvattua vain 78 %. Korvaavien runkojohtojen kuormitusasteet vaihtelevat tilanteesta riippuen 28–59 %.

Taulukko 43: Tuusniemen korvaaminen kiskoviassa.

Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Seur. teho [MW]	Huipputeho [MW]	Korvausaste [%]	
					seur	huippu
TSN-J09	E9297	VSK-J04	0,7	1,3	100	0
TSN-J05	E9346	VSK-J04	1,3	2,4	100	100
TSN-J10	E9073	VSK-J04	0,6	1	100	99
TSN-J11	E9245	RSV-J01	0,2	0,4	100	100
TSN-J12	A9035	RSV-J01	0,5	0,9	100	100
yhteensä			3,3	6	100	78

Yhteenveto

Kaikki johtolähdöt olisivat täysin korjattavissa, jos Tuusniemen sähköaseman lähistölle rakennettaisiin erotinkoppi tai johtolähtöjen TSN-J05, -J09 ja -J10:n välille asennettaisiin kauko-ohjattavat erottimet. Päämuuntajaviassa runkojohtolla riittävää tehoa voidaan suurentaa vaihtamalla sähköasemilta lähtevät APY70-maakaapelit suurempi poikkipintaisiksi ja asentamalla Tuusniemen kiskoon kompensointikondensaattori.

4.12 Riistaveden sähköasema

Riistaveden sähköaseman varasyöttäminen voidaan suorittaa usean eri siirtoyhteyden kautta, mutta päävarasyötön suuntana käytetään Tuusniemen sähköaseman johtolähtöä TSN-J12, jolla on mahdollista varasyöttää 4 MW sähköaseman kiskoon. Varasyöttävä runkojohto on 22 km pitkä ja keski-ikältään noin 23-vuotias, ja sen rakenteesta 99 % on Al132-ilmajohtoa ja 1 % sähköasemilta lähtevää APY70-maakaapelia.

Kun Riistaveden sähköaseman tehontarve kasvaa yli 4 MW:n, sen johtolähtöjä joudutaan keventämään Mankisen sähköasemalle. Mankisen lisäksi keventäminen onnistuu myös Vasikkavuoren sähköasemalta. Jos tehontarve on suurempi kuin kevennyksillä on mahdollista saada aikaiseksi, sähköasemaa joudutaan varasyöttämään toiselta Mankisen sähköasemalta. Varasyöttävää runkojohtoa voidaan keventää johtolähdölle VSK-J05 erotinväliltä E9031–A9319 ja johtolähdölle MNK-J11 erotinväliltä A9161–A9325. Savon Voiman kanssa yhteisillä rajayhteyksillä on mahdollista korvata 0,6 MW johtolähdöstä RSV-J07 ja 0,45 MW johtolähdöstä RSV-J08. Taulukoista 44 ja 45 nähdään, että seurantalaskentatilanteessa (4,5 MW) varasyöttävän päämuuntajan kuormitusaste on 48 % ja runkojohtoon suurin kuormitusaste (92 %) sijaitsee sähköasemalta lähtevällä APY70-maakaapelilla. [21]

Huipputeho

Huipputehotilanteessa (6 MW) on välttämätöntä keventää Riistaveden taajamajohtolähtö RSV-J03 johtolähdölle MNK-J11 johtolähdön RSV-J02 kautta. Riistaveden taajaman korvaaminen Mankisen sähköasemalta ei ole kokonaan mahdollista, vaan johtolähdön RSV-J03 alkuosa noin 0,5 MW on kytkettävä Riistaveden sähköaseman kiskoon ja jäljelle jäävä teho kevennetään johtolähdölle MNK-J11. Jos johtolähtö RSV-J03 yritetään korvata kokonaan johtolähdöllä MNK-J11, sen PJ-solmujännitteet eivät täytä standardia [10]. Huipputehotilanteessa varasyöttävän sähköaseman päämuuntajan kuormitusaste on 75 %. Runkojohdon APY70-maakaapelin kuormitusaste nousee 92 %:iin, vaikka varasyöttävällä johdolla siirrettävää tehoa pienennetään keventämällä 0,5 MW johtolähdöstä RSV-J03 johtolähdölle MNK-J11.

Taulukko 44: Riistaveden korvaaminen päämuuntajaviassa.

KytKentä	Johtolähtö	Eroin	Korvaava johtolähtö	Teho P_{seur} [MW]	Huipputeho P_{max} [MW]	Korvausaste [%]	Siir. teho [MW]
seur	huippu					seur	huippu
				0,6	0,8	100	100
	kev	RSV-J07					
		RSV-J03	E9278	1,3	1,7	100	100
		(0,5 MW)					
		RSV-J06		0,7	0,9	100	100
kev	kev	RSV-J02	A9323	0,5	0,7	100	100
vs	vs	RSV-J01	A9035	0,6	0,8	100	100
		RSV-J08		0,8	1,1	100	100
		yhteensä		4,5	6	100	100
		VS AS:n PM:n k-aste (TSN,T=16 MVA)		48 %	75 %		

Korvausyhteyksien pullonkaulojen kuormitusasteet ovat taulukon 45 mukaiset. Kiskoviassa runkojohtojen kuormitusasteet ovat 23–60 % ja päämuuntajaviassa 77–92 %.

Taulukko 45: Riistaveden korvausyhteyksien kuormitusasteet.

päämuuntajavika	Pullonkaula	Tyyppi	Kuormitusaste [%]	
			seur	huippu
	TSN-J12–ylijännitesuoja	APY70	77	92
Kiskovika				
RSV-J03	MNK-J11	MNK-J11–ylijännitesuoja	49	60
RSV-J02				
RSV-J01	TSN-J12	TSN-J12–ylijännitesuoja	23	30
RSV-J06				

Kiskovika

Riistaveden johtolähtöjä ei voi korvata täysimääräisesti kiskoviassa, koska nykyisellä verkolla se on mahdotonta yhteyksien puuttumisen takia. Johtolähtöjen kytkeminen erottimilla ei ollut mahdollista länteen suuntautuvilla johtolähdöillä RSV-J07 ja RSV-J08. Savon Voiman jakeluverkosta on mahdollista korvata 0,45 MW erottimelta SV-12-K117 johtolähtöä RSV-J08. Myös johtolähtöä RSV-J07 on mahdollista keventää 0,6 MW Savon Voimalle erottimelta E9310. [21] Taulukossa 46 korvaavan johtolähdön tunnuksessa SV tarkoittaa Savon Voiman keskijänniteverkkoa.

Taulukko 46: Riistaveden korvaaminen kiskoviassa.

Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Seur. teho [MW]	Huipputeho [MW]	Korvausaste [%]	
					seur	huippu
RSV-J07	E9310	SV	0,6	0,8	(100)	(75)
RSV-J03	E9278	MNK-J11	1,3	1,7	100	100
RSV-J06	A9613	TSN-J12	0,7	0,9	100	100
RSV-J02	A9323	MNK-J11	0,5	0,7	100	65
RSV-J01	A9035	TSN-J12	0,6	0,8	100	100
RSV-J08	12-K117	SV	0,8	1,1	(43)	(32)
yhteensä			4,5	6	92	70

Huipputehotilanteessa korvataan samat johtolähdöt kuin seurantalaskentatilanteessa, mutta osa johtolähdöstä RSV-J02 on kytkettävä jännitteettömäksi erottimelta E9332 (0,25 MW), koska sen PJ-verkon solmujännitteet ovat vain 185 V.

Yhteenveto

Seurantalaskentatilanteessa Riistaveden sähköaseman johtolähtöjen tehoista saadaan korvattua 92 % ja huipputehotilanteessa 70 %, jos Savon Voiman (SV) kanssa yhteisiä yhteyksiä otetaan käyttöön. Johtolähtöjen korvaamiseksi olisi kannattavaa rakentaa erotinkoppi Riistaveden sähköaseman viereen, jotta kaikki lounaaseen suuntautuvat johtolähdöt olisi mahdollista korvata. Sähköasemalle tuleva varasyöttöyhteyden maakaapeli APY70 kannattaa vaihtaa suurempi poikkipintaiseksi. Myös kiskoon kytkettävillä kompensointikondensaattoreilla saadaan lisättyä siirrettävän tehon suuruutta.

4.13 Palokin sähköasema

Palokki varasyötetään Heinävedeltä (HEI) varasyöttöyhteydellä PAL-J03 ja HEI-J08. Varasyöttävällä runkojohdolla on mahdollista siirtää Palokin sähköasemalle 2,2 MW, joka riittää seurantalaskentatilanteen (2,2 MW) tehon tarpeeseen. Runkojohto on 34 km pitkä ja keski-ikänsä 23-vuotias. Rakenteesta 53 % on Pigeonia, 41 % on A1132-ilmajohtoa ja loput 6 % koostuu Ravenista ja MA70-maakaapelista. Runkojohtoa on mahdollista keventää toiselle Heinäveden johtolähdölle HEI-J12 erotinväliltä A5902–A5916. Tarvittaessa Savon Voiman sähköverkosta on mahdollista keventää 0,2 MW johtolähdöstä PAL-J02 sekä 0,3 MW johtolähdöstä PAL-J03. Huipputehotilanteessa (3 MW) johtolähtö PAL-J02 kevennetään johtolähdölle TSN-J11. [21] Taulukosta 47 nähdään, että Heinäveden 16 MVA:n päämuuntajan kuormitusaste seurantalaskentatilanteessa on 48 % ja huipputehotilanteessa 61 %.

Taulukko 47: Palokin korvaaminen päämuuntajaviassa.

KytKentä	Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Teho P_{seur} [MW]	Huipputeho P_{max} [MW]	Korvausaste [%]	Siir. teho [MW]
seur	huippu					seur	huippu
	kev			0,4	0,5	100	100
vs	vs	PAL-J02					
		PAL-J03	A5914 HEI-J08	1	1,4	100	100
		PAL-J04		0,6	0,8	100	100
		yhteensä		2,2	3	100	100
		VS SA:n PM:n k-aste (HEI, T=16 MVA)		48 %	61 %		

Varasyöttävän runkojohdon suurin kuormitusaste vaihtelee tilanteesta riippuen 45–48 % Heinävedeltä lähtevällä APY70-maakaapelilla. Kiskovikatarkastelussa korvausyhteyksien kuormitusasteet löytyvät taulukosta 48, josta nähdään, että johtojen kuormitusasteet pysyvät alhaalla noin 18–45 %:ssa.

Taulukko 48: Palokin korvausyhteyksien kuormitusasteet.

Päämuuntajavika	Pullonkaula	Tyyppi	Kuormitusaste [%]	
			seur	huippu
	HEI-J08–ylijännitesuoja	APY70	45	48
Kiskovika				
PAL-J02	TSN-J11	TSN-J11–ylijännitesuoja	25	35
PAL-J03	HEI-J08	HEI-J08–ylijännitesuoja	40	45
PAL-J04	VJR-J05	E5378–ylijännitesuoja	18	23

Kiskovika

Kiskoviassa Palokin johtolähdöt korvataan kolmelta eri sähköasemalta, Tuusniemeltä, Viinijärveltä ja Heinävedeltä. Jos Palokin sähköaseman vieressä olisi ohituskoppi, päämuuntajaviassa korvausasemaksi riittäisi vain yksi asema. Kaikki Palokin johtolähdöt voidaan korvata sekä seurantalaskenta- että huipputehotilanteessa. Savon Voiman yhteyksillä voidaan tarvittaessa korvata johtolähdön PAL-J02 tehosta 0,2 MW ja johtolähdön PAL-J03 tehosta 0,3 MW. [21] Taulukossa 49 on esitettynä kiskoviassa olevat yhteydet sekä korvausasteet. Kaikki korvausyhteyksien rajaerottimet ovat kauko-ohjattavia.

Taulukko 49: Palokin korvaaminen kiskoviassa.

Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Seur. teho [MW]	Huipputeho [MW]	Korvausaste [%]	
					seur	huippu
PAL-J02	A9047	TSN-J11	0,4	0,5	100	100
PAL-J03	A5914	HEI-J08	1	1,4	100	100
PAL-J04	A5365	VJR-J05	0,6	0,8	100	100
	yhteensä		2,2	3	100	100

4.14 Heinäveden sähköasema

Heinävetä varasyötetään Palokista varasyöttöyhteydellä PAL-J03–HEI-J08, jolla on mahdollista siirtää Heinäveden sähköasemalle ilman kiskon kompensointikondensaattoreita 2,2 MW ja kondensaattoreiden (2 MVA) kanssa 3,5 MW. Runkojohto on 34 km pitkä ja keski-ikänsä 23-vuotias ja sen rakenteesta 53 % on Pigeonia, 41 % on A1132-ilmajohtoa ja loput 6 % koostuu Ravenista ja MA70-95-maakaapelista.

Heinäveden sähköaseman teho seurantalaskentatilanteessa on 6 MW ja huipputehotilanteessa 8 MW. Seurantalaskentatilanteessa yhden johtolähdön keventäminen ei ole riittävää, koska varasyöttävän päämuuntajan kuormitusaste nousee yli 100 %:n. Tästä johtuen Palokin johtolähtöä PAL-J04 on kevennettävä esimerkiksi Viinijärven sähköasemalle erottimelta A5135. Johtolähdöt HEI-J11 ja HEI-J13 voidaan keventää Liperin johtolähdölle LIP-J10. Johtolähdön LIP-J10 verkkoa voidaan karsia Viinijärvelle erottimelta A5591. Johtolähdöt HEI-J11 ja HEI-J13 saadaan korvattua täysin Liperistä. Sähköasematehon (6 MW) keventämisen (1,5 MW) jälkeen kiskojännite saadaan pidettyä halutussa 19,5 kV:ssa.

Johtolähtö HEI-J14 tai HEI-J12 on mahdollista korvata Savon Voiman verkosta. Korvattaessa johtolähtö HEI-J12 Savon Voiman verkolla saadaan lähes koko sähköaseman teho korvattua. Johtolähdöstä HEI-J14 on laskentojen perusteella mahdollista korvata 85 % (0,7 MW) Savon Voiman verkosta. Jos Savon Voiman verkkoa ei oteta huomioon, jää sähköaseman tehosta uupuman 0,5 MW. [21]

Huipputeho

Huipputehotilanteessa Liperin johtolähdöllä LIP-J10 on mahdollista korvata vain johtolähtö HEI-J11, jolloin HEI-J13 joudutaan asettamaan jännitteettömäksi. Savon Voimalta on mahdollista korvata kokonaan johtolähtö HEI-J12 ja 67 % (0,6 MW) johtolähdöstä HEI-J14. Savon Voiman korvausyhteyksiä hyväksi käyttäen sähköasematehosta voidaan korvata 86 % (6,9 MW), ja ilman korvausyhteyksiä tehosta on mahdollista korvata 71 % (5,7 MW). Varasyöttävää runkojohtoa on mahdollista keventää 150 kW Savon Voiman erotinväliltä E5643–SV-19-K275. Taulukossa 50 on esitettynä päämuuntajaviassa tarvittavat kytkennät. Korvausaste-sarakkeessa on esitetty suluissa Savon Voimalta korvattava teho prosentteina.

Taulukko 50: Heinäveden korvaaminen päämuuntajaviassa.

Kytkenä		Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Teho P_{seur} [MW]	Huipputeho P_{max} [MW]	Korvausaste [%]		Siir. teho [MW]
seur	huippu						seur	huippu	
		HEI-J05			1,3	1,7	100	100	
		HEI-J09			1,8	2,4	100	100	
kev	kev	HEI-J11	A5550	LIP-J10	0,9	1,2	100	100	
kev	jänn.	HEI-J13	E5531	LIP-J10	0,6	0,8	100	0	
vs	vs	HEI-J08	A5914	PAL-J03	0,3	0,4	100	100	4,0
	SV	HEI-J12	A5797	SV	0,5	0,6	100	(100)	
SV	SV	HEI-J14	E5838	SV	0,7	0,9	(85)	(67)	
		yhteensä			6	8	88	71	
							(98)	(86)	
VS AS:n PM:n k-aste (PAL, T=8 MVA)					50 %	83 %			

Taulukossa 51 on esitetty korvausyhteyksien kuormitusasteet. Päämuuntajaviassa kuormitusaste on suurimmillaan Heinävedelle tulevalla APY70-maakaapelilla, jonka kuormitusaste on kuitenkin reilusti alle sallitun, 77 %. Kiskoviassa korvausasteet vaihtelevat 14–48 %. Tästä voidaan päätellä, että siirrettävät tehot ovat suhteellisen pieniä ja johdoilla syntyvä jännitteenalenema vähentää korvauskykyä.

Taulukko 51: Heinäveden korvausyhteyksien kuormitusasteet.

Päämuuntajavika		Pullonkaula	Tyyppi	Kuormitusaste [%]	
		ylijännitesuoja–HEI-J08	APY70	seur	huippu
Kiskovika					
HEI-J11	LIP-J10	LIP-J10–ylijännitesuoja	APY70	46	47
HEI-J13					
HEI-J08	PAL-J03	E5909–E5910	APY70	14	18
HEI-J12					

Kiskovika

Kiskoviassa seurantalaskentatilanteessa Heinäveden taajamassa sijaitsevia johtolähtöjä ei voida korvata, koska varasyöttävää runkojohtoa ei ole mahdollista kytkeä taajaman sähköverkkoon. Taulukosta 52 nähdään, että seurantalaskentatilanteessa sähköaseman tehosta saadaan korvattua 37 % (2,2 MW) ja korvatussa 0,6 MW Savon Voiman verkosta koko sähköaseman korvausaste on 46 % (2,8 MW). Huipputehotilanteessa kuormitusaste vaihtelee 29–36 % (2,3–2,9 MW). Suur-Savon Sähkö Oy:n verkosta Tetrivaaran erottimelta E5900 on mahdollista korvata johtolähdöstä HEI-J11 seurantalaskentatilanteessa 0,7 MW, ja tarvittaessa voidaan antaa 0,5 MW. [22]

Taulukko 52: Heinäveden korvaaminen kiskoviassa.

Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Seur. teho [MW]	Huipputeho [MW]	Korvausaste [%]	
					seur	huippu
HEI-J05			1,3	1,7	0	0
HEI-J09			1,8	2,4	0	0
HEI-J11	A5550	LIP-J10	0,9	1,2	100	100
HEI-J13	E5531	LIP-J10	0,6	0,8	100	0
HEI-J08	A5914	PAL-J03	0,3	0,4	100	100
HEI-J12	A5584	PAL-J03	0,5	0,7	100	100
HEI-J14	E5838	SV	0,7	0,9	85	67
yhteensä			6	8	37(46)	29(36)

Lisätietoja Heinäveden sähköasemasta ja korvaustilanteen parantamisesta on luvussa 5.

4.15 Viinijärven sähköasema

Viinijärvi varasyötetään Liperistä runkojohdolla VJR-J04–LIP-J09, joka on 16,5 kilometriä pitkä ja 30 vuotias. Runkojohto on 99 %:sesti A1132-ilmajohtoa ja loput 1 % koostuu sähköasemilta lähtevistä maakaapeleista. Seurantalaskentatilanteessa (5,3 MW) varasyöttävää runkojohtoa kevennetään johtolähdölle LIP-J10 erottimelta E5202 ja johtolähdölle YMY-J10 erotinväliltä A5262–A5449. Johtolähtö VJR-J03 kevennetään johtolähdölle YMY-J10. Runkojohdolla on tällä hetkellä mahdollista siirtää Liperistä Viinijärven kiskoon 4,5 MW. Taulukosta 53 nähdään päämuuntajaviassa käytettävät korvausyhteydet, ja huomattavaa on, että varasyöttävän päämuuntajan kuormitusaste seurantatilanteessa on 72 %.

Huipputeho

Huipputehotilanteessa (8 MW) Viinijärven johtolähtöjä joudutaan keventämään lisää muille sähköasemille, koska varasyöttävän runkojohdon jännite alkaa laskea ja paikoin sen kuormitusaste kasvaa yli sallitun. Huipputehojen yhtäaikainen sattuminen Liperin ja Viinijärven sähköasemille ylikuormittaa varasyöttävän päämuuntajan, jolloin joudutaan keventämään yhteensä kolme johtolähtöä, jotta varasyöttävän päämuuntajan kuormitusaste saadaan alle sallitun, 96 %:iin.

Taulukko 53: Viinijärven korvaaminen päämuuntajaviassa.

KytKentä	Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Teho P_{seur} [MW]	Huipputeho P_{max} [MW]	Korvausaste [%]	Siir. teho [MW]
seur	huippu					seur	huippu
			VJR-J09	1,2	1,8	100	100
			VJR-J06	0,6	0,9	100	100
vs	vs	VJR-J04 A5093	LIP-J09	0,4	0,6	100	100
	kev	VJR-J02 A2316	POL-J11	0,8	1,2	100	100
		VJR-J07		0,5	0,8	100	100
	kev	VJR-J05 A5066	LIP-J10	1	1,5	100	100
kev	kev	VJR-J03 E5393	YMY-J10	0,8	1,2	100	100
		yhteensä		5,3	8	100	100
		VS SA:n PM:n k-aste (LIP, T=16 MVA)		72 %	96 %		

Seurantatilanteessa suurin runkojohdon kuormitusaste 90 % on johtolähdön LIP-J09 alussa APY70-maakaapelilla. Huipputehotilanteessa varasyöttävän runkojohdon kuormitusaste on pienempi (79 %), koska sillä siirrettävän tehon suuruus pienenee. Taulukossa 54 on esitettyä päämuuntajaviassa sekä kiskoviassa korvausyhteyksien kuormitusasteet.

Taulukko 54: Viinijärven korvausyhteyksien kuormitusasteet.

Päämuuntajavika	Pullonkaula	Tyyppi	Kuormitusaste [%]	
			seur	huippu
	LIP-J09–ylijännitesuoja	APY70	90	79
Kiskovika				
VJR-J04	LIP-J09	LIP-J09–ylijännitesuoja	APY70	56
VJR-J06				87
VJR-J07				
VJR-J09				
VJR-J05	LIP-J10	LIP-J10–ylijännitesuoja	APY70	26
VJR-J02	POL-J11	POL-J11–ylijännitesuoja	APY70	55
VJR-J03	YMY-J10	YMY-J10–ylijännitesuoja	AHX-W120	55
				75

Kiskovika

Taulukosta 55 huomataan, että kiskoviassa Viinijärven neljä johtolähtöä korvataan samalla päämuuntajaviassa varasyöttävällä johtolähdöllä LIP-J09, jonka kautta on mahdollista siirtää 4,5 MW Viinijärven johtolähdöille. Johtolähtö LIP-J10 korvataan johtolähdöllä VJR-J05, joka myös on korvattavissa Palokin sähköasemalta johtolähdöllä PAL-J03. Ylämyllyn sähköasemalta johtolähdöllä YMY-J10 korvataan joko pelkästään yksi johtolähtö VJR-J03 tai kaksi johtolähtöä VJR-J03 ja VJR-J02. Johtolähtö VRJ-J02 on korvattavissa myös Polvijärven sähköasemalta johtolähdöllä POL-J11. Liperin sähköaseman päämuuntajan kuormitusaste kiskoviassa nousee 70 %:iin. Huipputehotilanteessa Liperin päämuuntaja ylikuormittuu noin 3 %, joten tarvittaessa johtolähtöä LIP-J10 voidaan keventää Heinävedelle tai Palokkiin. Johtolähtö PAL-J03 korvaa 0,45 MW johtolähdeltä VJR-J09 erotinväliltä A5348–A5135.

Yhtäaikaiset huipputehot Liperissä ja Viinijärvellä ylikuormittaa korvaavan päämuuntajan Ylämyllyllä, jolloin sen kuormia on kevennettävä esimerkiksi Lehmon (LEH) sähköasemalle. Ylämyllyn sähköaseman päämuuntajan näennäistehokapasiteetti on 16 MVA ja sähköaseman huippunäennäisteho on noin 18 MVA. Rajaerottimista neljä seitsemästä on käsikäyttöisiä.

Taulukko 55: Viinijärven korvaaminen kiskoviassa.

Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Seur. teho [MW]	Huipputeho [MW]	Korvausaste [%]	
					seur	huippu
VJR-J09	E5274	LIP-J09	1,2	1,8	100	100
VJR-J06	E5373	LIP-J09	0,6	0,9	100	100
VJR-J04	A5093	LIP-J09	0,4	0,6	100	100
VJR-J02	A2316	POL-J11	0,8	1,2	100	100
VJR-J07	E5146	LIP-J09	0,5	0,8	100	100
VJR-J05	A5066	LIP-J10	1,0	1,5	100	100
VJR-J03	E5393	YMY-J10	0,8	1,2	100	100
	yhteensä		5,3	8,0	100	100

Muuta

Tarvittaessa Viinijärven johtolähdöt VJR-J06 ja -J07 ovat korvattavissa Outokummun energian sähköverkosta erottimilta OKU-E151 ja OKU-E152 [19].

4.16 Liperin sähköasema

Liperi varasyötetään Viinijärveltä 16,5 km pitkää ja 30-vuotiasta johtolähtöjen LIP-J09 ja VRJ-J04 muodostamaa runkojohtoa pitkin. Rakenne koostuu 99 %:sti A1132-ilmajohdosta ja sähköasemilta lähtevät maakaapelit APY70 ja AHX-W120 kattavat vain 1 % koko runkojohdon pituudesta. Runkojohdolla on mahdollista siirtää Viinijärveltä Liperin kiskoon 4,5 MW. Seurantalaskentatilanteessa (7 MW) sähköasemaa on kevennettävä vähintään 1,6 MW, josta 1,4 MW kevennetään Ylämyllyn sähköasemalta ja loput 0,2 kevennetään varasyöttävältä johtolähdeltä erotinväliltä A5262–A5449 johtolähdölle YMY-J10.

Huipputeho

Huipputehotilanteessa (9 MW) Liperin sähköaseman kuormia on kevennettävä lisää, koska muuten sähköasemalta lähtevän APY70-maakaapelin kuormitusaste nousee yli 100 %:n. Helpoiten lisäkeventtäminen onnistuu johtolähdöllä LIP-J12, joka korvataan johtolähdöllä YMY-J10. Tällöin sen tehoa on rajoitettava johtolähdön YMY-J10 alkupään AHX-W120-maakaapelin ylikuormittumisen estämiseksi jakamalla sen kuormaa muille johtolähdöille. Esimerkiksi VRJ-J03 korvaa erotinvälillä A5448–A5447. Johtolähdön YMY-J10 kevennyksen jälkeen maakaapelin kuormitusaste putoaa 20 %-yksikköä, 90%:iin. Johtolähtö LIP-J10 jaetaan kahden johtolähdön korvaamaksi siten, että johtolähtö VRJ-J05 korvaa 70 % sen tehosta erottimelta A5065 johtolähdön loppuun asti ja johtolähtö VRJ-J04 korvaa loput 30 % eli taajaman tehon. Taulukosta 56 huomataan, että varasyöttävän sähköaseman päämuuntajan kuormitusaste seurantalaskentatilanteessa on 64 % ja maksimikuormitustilanteessa 93 %.

Taulukko 56: Liperin korvaaminen päämuuntajaviassa.

Kytkentä		Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Teho P _{seur} [MW]	Huipputeho P _{max} [MW]	Korvausaste [%]		Siir. teho [MW]
seur	huippu						seur	huippu	
vs	vs	LIP-J09	A5093	VRJ-J04	1,1	1,4	100	100	4,5
		LIP-J06			2,1	2,7	100	100	
		LIP-J10	A5065	VRJ-J05	1,0	1,3	100	100	
				VRJ-J04					
	kev	LIP-J12	A5016	YMY-J10	1,3	1,7	100	100	
kev	kev	LIP-J05	E2025	YMY-J10	1,4	1,8	100	100	
yhteensä					7,0	9,0	100	100	
VS AS:n PM:n k-aste (VRJ, T=16 MVA)					64 %	93 %			

Taulukosta 57 nähdään, että huipputehotilanteessa suurin kuormitusaste 90 % sijaitsee varasyöttävällä runkojohdolla edellisessä kappaleessa mainitulla sähköasemalta lähtevällä maakaapelilla. Kiskoviassa suurimmat kuormitusasteet ovat 80–90 % Ylämyllyn sähköasemalta lähtevällä AHX-W120-maakaapelilla.

Taulukko 57: Liperin korvausyhteyksien kuormitusasteet.

Päämuuntajavika		Pullonkaula	Tyyppi	Kuormitusaste [%]	
		LIP-J09–ylijännitesuoja	APY70	seur	huippu
Kiskovika					
LIP-J12	YMY-J10	YMY-J10–ylijännitesuoja	AHX-W120	80	90
LIP-J05					
LIP-J09	VRJ-J04	VRJ-J04–ylijännitesuoja	AHX-W120	33	43
LIP-J06					
LIP-J10	VRJ-J05	VRJ-J05–ylijännitesuoja	AHX-W120	15	23
	VRJ-J04				

Kiskovika

Taulukosta 58 nähdään, että kiskoviassa Liperin korvaamiseksi käytetään samoja korvausjohtolähtiä kuin päämuuntajaviassa, mutta erotuksena on, että Liperin kisko ohitetaan kytkemällä johtolähdöt toisiinsa verkossa olevilla erottimilla. Johtolähtö LIP-J10 jaetaan kahdelle johtolähdölle samalla tavoin kuin PM-viassa. Kolme kuudesta rajaerottimesta on käsikäyttöisiä.

Taulukko 58: Liperin korvaaminen kiskoviassa.

Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Seur. teho [MW]	Huipputeho [MW]	Korvausaste [%]	
					seur	huippu
LIP-J09	A5093	VRJ-J04	1,1	1,4	100	100
LIP-J06	E5214	VRJ-J04	2,1	2,7	100	100
LIP-J10	A5066	VJR-J05	1,0	1,3	100	100
	E5350	VJR-J04				
LIP-J12	A5016	YMY-J10	1,3	1,7	100	100
LIP-J05	E2025	YMY-J10	1,4	1,8	100	100
	yhteensä		7,0	9,0	100	100

4.17 Ylämyllyn sähköasema

Ylämyllyn varasyöttämisessä käytetään Lehmon johtolähtöä LEH-J06 ja omaa johtolähtöä YMY-J02, joiden muodostaman runkojohdon pituus on 21 km ja keski-ikä 30 vuotta. Sen rakenteesta 32 % on Ravenia, 34 % Sparrowia ja 32 % A1132-ilmajohtoa.

Runkojohdolla voidaan siirtää tehoa 2 MW sähköasemalle, jonka tehontarve seurantalaskentatilanteessa on 10 MW. Runkojohdon pieni siirtokyky johtuu ennen kaikkea runkojohdon oman kuorman (4 MW) suuruudesta. Kevennyksiä tehdään usealle eri sähköasemalle taulukon 59 mukaisesti. Seurantalaskentatilanteessa Liperin johtolähdöllä LIP-J05 tehoa korvataan yhdellä johtolähdöllä 4 MW, koska muuten johtolähdön alkuosan maakaapeli ylikuormittuu. Johtolähdöt YMY-J10 ja -J03 korvataan Viinijärveltä. Taulukosta 55 huomataan, että Ylämylly voidaan korvata seurantalaskentatilanteessa täysin, mutta huipputehotilanteessa vain osittain. Lehmon päämuuntajan kuormitusaste nousee huipputehotilanteessa 125 %:iin. Jos suunniteltu varasyöttö tehdään kesällä esimerkiksi heinäkuussa, sähköaseman tehontarve on vain 5,5 MW ja kevennykset on mahdollista tehdä eri kytkennöillä. Esimerkiksi johtolähdöt YMY-J07 ja -J01 pidetään kiinni sähköaseman kiskossa.

Huipputeho

Huipputehotilanteessa johtolähtöjen YMY-J10 (5,5 MW) ja YMY-J07 (4,1 MW) tehon summa 9,6 MW on liian suuri siirrettäväksi Liperin sähköasemalta. Viinijärveltä voidaan syöttää 2 MW johtolähdön YMY-J10 tehosta ja osa johtolähdöstä YMY-J03 erottimelta E5336, josta erottimen pohjoispuolelle jäävä johto-osa korvataan Polvijärven sähköasemalta johtolähdöllä POL-J11. Lehmon sähköaseman päämuuntajan huipputeho on 16 MW, joten maksimikuormitustilanteessa sitä on kevennettävä Kuurnan sähköasemalle. Johtolähdön YMY-J10 korvaaminen huipputehotilanteessa ei ole mahdollista. Taulukosta 59 nähdään, että johtolähdöstä YMY-J07 voidaan korvata kahdella johtolähdöllä 73 %, jolloin koko sähköaseman korvausaste on 93 %.

Taulukko 59: Ylämyllyn korvaaminen päämuuntajaviassa.

KytKentä		Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Teho P_{seur} [MW]	Huipputeho P_{max} [MW]	Korvausaste [%]		Siir. teho [MW]
seur	huippu						seur	huippu	
kev	kev	YMY-J10	E5393	VJR-J03	4,0	5,5	100	100	
kev	kev	YMY-J03	E5055	VJR-J02	1,9	2,6	100	100	
			A2021	POL-J09					
vs	vs	YMY-J02	A0871	LEH-J06	1,7	2,3	100	100	1,7
kev	kev	YMY-J07	A5549	LIP-J09	3,0	4,1	100	73	
			E5025	LIP-J05					
		YMY-J01			1,0	1,4	100	100	
		yhteensä			11,6	16	100	93	
VS SA:n PM:n k-aste (LEH, T=16 MVA)					95	125			

Taulukossa 60 on esitetty korvausyhteyksien kuormitusasteet, joista suurimmat ovat kiskoviassa Liperin johtolähtöjen LIP-J05 ja -J09 kiskon ja ylijännitesuojan välisessä maakaapelissa.

Taulukko 60: Ylämyllyn korvausyhteyksien kuormitusasteet.

päämuuntajavika		Pullonkaula	Tyyppi	Kuormitusaste [%]	
				seur	huippu
		LEH-J06-kaapelijatkos	AHX-W150	25	28
Kiskovika					
YMY-J07	LIP-J09	LIP-J09-ylijännitesuoja	APY70	65	90
YMY-J07	LIP-05	LIP-J05-ylijännitesuoja	APY70	88	120
YMY-J10	VJR-J03	VJR-J03-E5376	AHX-W150	23	33
YMY-J03	VJR-J02	VJR-J02-E5375	AHX-W150	30	39
	POL-J09				

Kiskovika

Kiskoviassa johtolähtö LIP-J09 korvataan johtolähdöllä YMY-J10 erotinvälillä A5450–E5385, ja johtolähtö LIP-J05 korvaa osan johtolähdöistä YMY-J10 ja YMY-J07, jossa jakorajoina esimerkiksi E5243 (YMY-J10) ja E5386 (YMY-J07). Suurin osa johtolähdöstä YMY-J10 korvataan Viinijärveltä johtolähdöllä VRJ-J03. Ylämyllyn taajaman johtolähtö YMY-J07 jaetaan Liperin kahdelle johtolähdölle LIP-J05 ja -J09. Edellä mainitut johtolähdöt korvaavat myös osan johtolähdöstä YMY-J10. Huipputehotilanteessa ongelmaksi muodostuvat Liperistä lähtevän kaapelin ylikuormittuminen, ja siksi sieltä ei voida korvata kuin osa (3 MW) johtolähdöstä YMY-J07. Johtolähtö YMY-J01 korvataan johtolähdöllä POL-J09 ja seurantalaskentatilanteessa johtolähdöllä LEH-J06. Taulukosta 61 nähdään, että seurantalaskentatilanteessa voidaan korvata sähköaseman tehosta 100 % ja huipputehosta 73 %.

Taulukko 61: Ylämyllyn korvaaminen kiskoviassa.

Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Seur. teho [MW]	Huipputeho [MW]	Korvausaste [%]	
					seur	huippu
YMY-J10	E5393	VRJ-J03	4	5,5	100	100
YMY-J03	E5055	VRJ-J02	1,9	2,6	100	100
	A2021	POL-J09				
YMY-J02	A0872	LEH-J06	1,7	2,3	100	100
YMY-J07	A5549	LIP-J09	3	4,1	100	73
	E5025	LIP-J05				
YMY-J01	A2300	POL-J09	1	1,4	100	100
yhteensä					100	93

Ylämyllyn sähköasema on otettu lisätarkasteluihin, josta lisätietoja luvussa 5.

4.18 Lehmon sähköasema

Lehmo varasyötetään Kuurnasta (KRN). Sieltä on suora yhteys kiskoon, jossa katkaisija LEH-J17-Q0 on normaalissa tilanteessa auki-asennossa. Varasyöttöyhteydellä voidaan maksimissaan siirtää 10 MW, josta 2 MW kuluu johtolähdön KRN-J07 omaan kulutukseen. Keventäminen onnistuu johtolähdöllä KRN-J03, joka korvaa johtolähdön LEH-J07. Sähköaseman kiskostossa on 3 MVar:n rinnakkaiskondensaattori, jolla jännitettä nostetaan varasyöttötilanteissa. Kuurnan sähköasemalla varasyöttötilanteessa pidetään 21,2 kV kiskojännite, jolloin Lehmon kiskojännite on normaalilla 20,5 kV jännitetasolla. Tarpeen tullessa Kuurnan sähköasemalta voidaan varasyöttää Lehmon sähköasematehosta yhteensä 18 MW johtolähdöillä KRN-J08 ja KRN-J07. Lisäksi Lehmon sähköaseman etelän johtolähtöjä voidaan keventää 2,8 MW Ylämyllylle. Esimerkiksi johtolähdöstä LEH-J08 on mahdollista korvata 100 % johtolähdöllä YMY-J02.

Huipputeho

Huipputehotilanteessa Kuurnasta voidaan varasyöttää yhdellä yhteydellä 9,5 MW ja kahdella varasyöttöyhteydellä noin 17 MW, josta päävarasyöttöyhteyden Lehmon puolisen johtolähdön korvaamiseen kuluu 4,8 MW. Ongelmaksi pitkissä varasyöttötilanteissa voi tulla varasyöttävien päämuuntajien 5 %:n ylikuorma ja varasyöttävien johtojen ylikuormitus. Seurantalaskentatilanteessa kahdella varasyöttävällä johtolähdöllä syötettäessä maakaapeleiden kuormitusasteet ylittyvät noin 10 %. Lehmoa kevennettäessä Ylämyllyltä joudutaan tilanteeseen, jossa Ylämyllyä on kevennettävä, kun päämuuntaja on ylikuormituksessa. Taulukosta 62 nähdään, että päämuuntajaviassa koko sähköasemateho saadaan molemmissa tilanteissa korvattua.

Taulukko 62: Lehmon korvaaminen päämuuntajaviassa.

Kytkentä		Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Teho P_{seur} [MW]	Huipputeho P_{max} [MW]	Korvausaste [%]	
seur	huippu						seur	huippu
vs	vs1	LEH-J17	J17Q0	KRN-J07				
kev	kev	LEH-J08	A0871	YMY-J02	2,7	3,3	100	100
		LEH-J15			1,3	1,6	100	100
kev	vs2	LEH-J07	E0811	KRN-J03	3,9	4,8	100	100
		LEH-J16			0	0	100	100
		LEH-J18			3,3	4	100	100
		LEH-J06			1,9	2,3	100	100
		yhteensä			13	16	100	100
VS AS:n PM:n k-aste(KRN,T=16+16 MVA)					80%	104 %		

Taulukosta 63 huomataan, että johtolähtöjen KRN-J03 ja -J07 alussa sijaitsevat maakaapelit ylikuormittuvat huipputilanteessa 6–15 %.

Taulukko 63: Lehmon korvausyhteyksien kuormitusasteet.

Päämuuntajavika		Pullonkaula	Tyyppi	Kuormitusaste [%]	
				seuranta	huippu
		KRN-J07–solmupiste	AHX-W150	96	115
		KRN-J03–solmupiste	AHX-W150	90	106
Kiskovika					
LEH-J15	YMY-J02	YMY-J02–ylijännitesuoja	AHX-W120	65	75
LEH-J08					
LEH-J06	KRN-J03	KRN-J03–solmupiste	AHX-W150	92	110
LEH-J07					
LEH-J18		KRN-J07–solmupiste	AHX-W150	50	59

Kiskovika

Kiskoviassa Lehmon sähköaseman johtolähdöt korvataan Kuurnan ja Ylämyllyn sähköasemilta. Ylämyllyn korvaavaa johtolähtöä YMY-J02 kevennetään johtolähdölle YMY-J01 0,4 MW erotinväliltä E5080–A0743. Seurantalaskentatilanteessa johtolähdöt LEH-J08 ja -J15 ovat korvattavissa johtolähdöllä YMY-J02, jolloin PJ-solmujännitteet ovat paikoitellen noin 205 V johtolähdöllä LEH-J15. Huipputehotilanteessa johtolähdön LEH-J15 korvaus 100 %:sesti on mahdotonta, ja sen tehosta voidaan korvata noin puolet. Taulukosta 64 nähdään, että Kuurnalta korvataan johtolähdöt LEH-J06 ja -J07 johtolähdöllä KRN-J03 ja johtolähtö LEH-J18 johtolähdöllä KRN-J07. Seurantalaskentatilanteessa Kuurnasta voidaan korvata ilman johtolähdön KRN-J07 keventämistä kaikki kolme Lehmon johtolähtöä. Huipputehotilanteessa osa johtolähtöjen LEH-J06 ja -J07 PJ-solmujännitteistä alittavat standardin [10] määrättämän rajan. Kun johtolähtöjen huipputehosta korvataan noin 90 %, kaikki PJ-solmujännitteet ovat standardin rajoissa.

Taulukko 64: Lehmon korvaaminen kiskoviassa.

Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Seur. teho [MW]	Huipputeho [MW]	Korvausaste [%]	
					seur	huippu
LEH-J17	J17Q0	KRN-J07	-	-	-	-
LEH-J08	A0871	YMY-J02	2,7	3,3	100	100
LEH-J15	E0714	YMY-J02	1,3	1,6	100	50
LEH-J07	E0811	KRN-J03	3,9	4,8	100	100
LEH-J18	E0709	KRN-J07	3,3	4	100	100
LEH-J06	A0856	KRN-J03	1,9	2,3	100	90
yhteensä			13	16	100	94

Parannusehdotukset

Lehmon taajaman varasyöttöä voidaan huipputehotilanteessa parantaa korvaamalla osa johtolähdöstä LEH-J08 johtolähdöllä KRN-J07 esimerkiksi erotinvälillä SVAU4–A0857 (2,8 MW), mutta tällöin ongelmaksi muodostuu erottimelle SVAU4 tulevan maakaapelin kuormitusasteen ylittyminen 10 %:lla.

Lehmon sähköasema on valittu lisätarkasteluihin, josta lisätietoja luvussa 5.

4.19 Kuurnan sähköasema

Kuurnan sähköasemalla sijaitsee kaksi 10/20 kV:n nimellistehoaltaan 16 MVA päämuuntajaa, jotka ovat kytkettynä 10 kV:n voimalaitoksen jännitetasoon. Voimalaitoksen jännitetaso on muunneltu kantaverkon 110 kV:n jännitteestä sen generaattoreiden nimelliskäyttöä varten sopivaksi. Kantaverkkoon kytketyn päämuuntajan vikaantuminen asettaa sähköaseman varasyöttöön, ellei Kuurnan voimalaitos ole tuotannossa. Jos vain toinen Kuurnan päämuuntajista on vikaantunut, varasyöttöä ei vaadita.

Kuurnan sähköasemalle päävarasyöttöyhteydet tulevat Lehmosta. Yhtä yhteyttä pitkin on mahdollista varasyöttää Kuurnan kiskoon 8 MW ja kahta yhteyttä pitkin 12 MW. Varasyöttävää sähköasemaa voidaan keventää sen päämuuntajan kuormitusasteesta riippuen jopa 4 MW Ylämyllyn sähköasemalle. Johtolähdöt KRN-J12 ja -J13 on kevennettävä johtolähdöille ENO-J12 ja -J14. Johtolähtö KRN-J17 kevennetään johtolähdöllä REI-J03. Kuurnan sähköaseman varasyöttö ei ole riippuvainen siirtokapasiteetin puutteesta vaan varasyöttävän sähköaseman Lehmon päämuuntajan kuormitettavuudesta, jonka takia useita johtolähtiä on kevennettävä.

Huipputeho

Taulukosta 65 nähdään, että huipputehotilanteessa (10,9 MW) tehot ovat vain 5 % suuremmat seurantalaskentatilanteen tehoihin verrattuna, joten samat korvauskytkennät pätevät molempiin tilanteisiin. Huipputehon aikana on mahdollista, että Lehmon päämuuntaja on jo ilman varasyöttötilannetta ylikuormassa 11 % ja myös sitä keventävän sähköaseman Liperin päämuuntaja on yhtä suuressa ylikuormassa. Liperistä voidaan keventää Lehmon johtolähtiä noin 4 MW, mutta silloin sen päämuuntaja ylikuormittuu 40 % ja Lehmon päämuuntajan kuormitusaste on 152 %. Ympäristön lämpötilasta riippuen päämuuntajia voidaan ylikuormittaa, mutta tällöin on otettava huomioon myös varasyötön kesto.

Taulukko 65: Kuurnan korvaaminen päämuuntajaviassa.

Kytkeä		Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Teho P _{seur} [MW]	Huipputeho P _{max} [MW]	Korvausaste [%]		Siir. teho MW
seur	huippu						seur	huippu	
kev	kev	KRN-J03	E0811	LEH-J07	3,5	3,7	100	100	(4,0)
		KRN-J04			0,0	0,0			
vs	vs	KRN-J07	J17Q0	LEH-J17	2,1	2,2	100	100	8,0
		KRN-J08			0,0	0,0			
kev	kev	KRN-J12	A0504	ENO-J12	0,6	0,6	100	100	
kev	kev	KRN-J13	A0941	ENO-J14	1,8	1,9	100	100	
		KRN-J16			0,0	0,0			
kev	kev	KRN-J17	A0837	REI-J03	2,4	2,5	100	100	
yhteensä					10,4	10,9	100	100	
VS SA:n PM:n k-aste (LEH, T=16 MVA)					102	152			

Korvausyhteyksien kuormitusasteet päämuuntaja- ja kiskoviassa ovat taulukon 66 mukaiset. Suurimmillaan kuormitusasteet ovat vain 65 %. Kuurnan korvausyhteyksien yhteenlaskettu kapasiteetti on vajaakuormalla, ja siirtokykyä rajoittaa Lehmon päämuuntajan kapasiteetti.

Taulukko 66: Kuurnan korvausyhteyksien kuormitusasteet.

Päämuuntajavika		Pullonkaula	Tyyppi	Kuormitusaste [%]	
		LEH-J07–kaapelijatkos	AHX-W150	seuranta	huippu
Kiskovika				60	65
KRN-J01	REI-J03	REI-J03–solmupiste 20 m	AHX-W120	50	52
KRN-J07	LEH-J17	LEH-J17–ylijännitesuoja	AHX-W150	50	52
KRN-J08					
KRN-J13	ENO-J14	ENO-J14–ylijännitesuoja	APY70	53	55
KRN-J12	ENO-J12	ENO-J12–ylijännitesuoja	APY70	29	30

Kiskovika

Kiskoviassa johtolähtö ENO-J14 korvaa johtolähdön KRN-J13 kahdessa eri osassa, jolloin erottimelta A0941 korvataan johtolähdön pohjoinen osa ja erotinvälillä E0419–E0046 eteläinen osa. Tällä kytkennällä saadaan riittävän hyvät jännitteet jokaiselle PJ-asiakkaille. Johtolähtö KRN-J12 korvataan johtolähdöllä ENO-J12.

Seurantalaskentatilanteessa Lehmon sähköasemalta korvataan johtolähdöt KRN-J03 ja -J07, mutta huipputehotilanteessa näiden johtolähtöjen korvaus voi olla mahdotonta riippuen Lehmon päämuuntajan kuormitusasteesta. Reijolan (REI) sähköasemalta johtolähdön KRN-J17 korvaus onnistuu seurantalaskenta- ja huipputehotilanteessa. Suurin johtojen kuormitusaste 55 % on johtolähdön ENO-J14 alussa APY70-maakapelilla. Kaikki johtolähdöt ovat korvattavissa taulukon 67 mukaisesti.

Taulukko 67: Kuurnan korvaaminen kiskoviassa.

Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Seur. teho [MW]	Huipputeho [MW]	Korvausaste [%]	
					seur	huippu
KRN-J03	E0811	LEH-J07	3,5	3,7	100	100
KRN-J04			0,0	0,0		
KRN-J07	J17Q0	LEH-J17	2,1	2,2	100	100
KRN-J08			0,0	0,0		
KRN-J12	A0504	ENO-J12	0,6	0,6	100	100
KRN-J13	A0941	ENO-J14	1,8	1,9	100	100
KRN-J16			0,0	0,0		
KRN-J17	A0837	REI-J03	2,4	2,5	100	100
yhteensä						

Kuurnan sähköasema on valittu lisätarkasteluihin, joista lisätietoja kappaleessa 5.

4.20 Reijolan sähköasema

Reijolan sähköasema varasyötetään johtolähdöllä REI-J07 Honkavaarasta (HKV) johtolähdöllä HKV-J12. Varasyöttöyhteyden runkojohdon ikä on 13 vuotta ja pituus on 11 km, josta 90 % on A1132-ilmajohtoa. Runkojohdolla on mahdollista siirtää 6 MW ja kahdella rinnakkaisella varasyöttöyhteydellä 6,8 MW.

Honkavaaran sähköasemalla sijaitsee kaksi näennäisteholtaan 10 MVA päämuuntajaa. Kun yhdellä varasyöttöyhteydellä siirretään 6,3 MW Reijolan sähköasemalle, ongelmaksi muodostuu Honkavaaralta lähtevän maakaapelin 105 %:n kuormitusaste. Varasyöttöyhteydellä voidaan maksimissaan siirtää 6 MW, ja Reijolan sähköasemaa joudutaan keventämään vähintään 0,3 MW taulukon 68 mukaisesti. Huipputehotilanteessa Reijolan varasyöttämiseen joudutaan käyttämään kahta varasyöttöyhteyttä, jolloin Honkavaaran toista johtolähtöä HKV-J14 käytetään johtolähdön HKV-J12 rinnalla. Varasyöttävän johtolähdön oma teho mukaan laskettuna johtolähdöllä HKV-J14 korvataan 2,5 MW Reijolan sähköaseman johtolähdöistä. Päävarasyöttöyhteydellä HKV-J12 korvataan 6 MW, jolloin johtolähdöt REI-J03 ja REI-J05 on kevennettävä Kuurnan sähköaseman johtolähdölle KRN-J01. Kevennettävällä pienen osan Kuurnan johtolähtöä KRN-J01 Kiihtelysvaaran maaseutujohtolähdölle erottimelta A0885, saadaan kaikki johtolähtöjen REI-J03 ja REI-J05 PJ-solmujännitteet standardin [10] vaatimalle tasolle.

Taulukko 68: Reijolan korvaaminen päämuuntajaviassa.

KytKentä	Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Teho P_{seur} [MW]	Huipputeho P_{max} [MW]	Korvausaste [%]		Siir. teho [MW]
seur	huippu					seur	huippu	
			REI-J01	0,2	0,3	100	100	
	kev		REI-J05	0,8	1,1	100	100	
	vs2		REI-J09	1,6	2,3	100	100	0,8
kev	kev		REI-J03	0,5	0,7	100	100	
vs	vs1		REI-J07	0,8	1,1	100	100	6,0
			REI-J10	3,2	4,6	100	100	
			yhteensä	7	10	100	100	
VS SA:n PM:n k-aste (HKV, T=10+10 MVA)				80+80%	100+100 %			

Varasyöttävän sähköaseman molempien päämuuntajien kuormitusasteet huipputehotilanteessa ovat 100 %. Kuten taulukosta 69 nähdään, johtolähdön HKV-J12 maakaapelin AHX-W95 kuormitusaste on 100 %. Vaihtamalla edellä mainittu maakaapeli suurempi poikkipintaiseksi, Honkavaarasta saadaan kasvatettua siirtokapasiteettia.

Taulukko 69: Reijolan korvausyhteyksien kuormitusasteet.

Päämuuntajavika		Pullonkaula	Tyyppi	Kuormitusaste [%]	
				seuranta	huippu
		HKV-J12–ylijännitesuoja	AHX-W95	99	100
Kiskovika					
REI-J03	KRN-J01	KRN-J01–solmupiste, 300 m	APY70	63	83
REI-J05					
REI-J01	HKV-J12	HKV-J12–ylijännitesuoja	AHX-W95	85	100
REI-J07					
REI-J10					
REI-J09	HKV-J14	HKV-J14–ylijännitesuoja	AHX-W95	40	61

Kiskovika

Taulukosta 70 nähdään, että kiskoviassa kaikki johtolähdöt korvataan Honkavaaran ja Kuurnan sähköasemien johtolähdöillä. Huipputehotilanteessa kaikki johtolähdöt saadaan suurimmaksi osaksi korvattua, mutta johtolähdön REI-J10 jokainen PJ-solmujännite ei täytä sähkönlaatustandardia [10]. Huonosta sähkönlaadusta johtuen syöttävää runkojohtoa voi olla pakko karsia tai sähköverkon kytkentöjä muokata siten, että taajamat täyttävät sähkönlaatustandardin [10] vaatimukset ja maaseutuhaarat kytetään jännitteettömäksi pienten kuormiensa takia. Honkavaaran sähköasemalta lähtevän AHX-W95-maakaapelin kuormitusaste kuormitustilanteesta riippuen vaihtelee 80–100 %. Korvaavien ja Reijolan johtolähtöjen välisistä erottimista 4 on kauko-ohjattavia ja 2 käsikäyttöisiä.

Taulukko 70: Reijolan korvaaminen kiskoviassa.

Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Seur. teho [MW]	Huipputeho [MW]	Korvausaste [%]	
					seur	huippu
REI-J01	E7476	HKV-J12	0,2	0,3	100	100
REI-J05	A0883	KRN-J01	0,8	1,1	100	100
REI-J09	A7522	HKV-J14	1,6	2,3	100	100
REI-J03	A0837	KRN-J01	0,5	0,7	100	100
REI-J07	A7521	HKV-J12	0,8	1,1	100	100
REI-J10	E7416	HKV-J12	3,2	4,6	100	95
yhteensä			7	10	100	98

4.21 Honkavaaran sähköasema

Honkavaaran varasyöttämisessä käytetään samaa runkojohtoa kuin Reijolan varasyötös-
sä. Honkavaarassa on 1 MVar:n ja 2 MVar:n kompensointikondensaattorit, joilla joh-
dolla siirrettävää tehoa saadaan kasvatettua 2 MW Reijolaan siirrettävään tehoon verrat-
tuna. Reijolan sähköasemalta lähtevää tehoa rajoittaa AHX-W120-maakaapeli, jonka
läpi tehoa voi siirtää 10 MVA. Varasyöttävän sähköaseman keventämisellä saadaan
varasyöttävän päämuuntajan kuormitusastetta laskettua alle ylikuormitusrajan. Seuran-
talaskentatilanteessa (7,5 MW) koko sähköasema korvataan Reijolasta, ja siirrettävän
tehon suuruus sähköaseman kiskoon voi olla 8 MW. Taulukosta 71 nähdään, että va-
rasyöttävän päämuuntajan kuormitusaste seurantatilanteessa on 92 %.

Huipputeho

Huipputehotilanteessa (10 MW) Honkavaaran johtolähtöjä kevennetään vähintään 0,5
MVA. Huipputehon samanaikainen sattuminen varasyöttävälle sähköasemalle aiheuttaa
sen, että varasyöttävän sähköaseman johtolähtöjä joudutaan keventämään. Reijolan joh-
tolähdöistä voidaan keventää esimerkiksi REI-J01, -J03 ja -J05 yhteensä 2,1 MW, jol-
loin korvaavan päämuuntajan kuormitusaste keventämisen jälkeen on 95 %.

Taulukko 71: Honkavaaran korvaaminen päämuuntajaviassa.

KytKentä	Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Teho P _{seur} [MW]	Huipputeho P _{max} [MW]	Korvausaste [%]	Siir. teho [MW]
seur	huippu					seur	huippu
				0,7	0,9	100	100
	kev			1,2	1,6	100	100
				1,2	1,6	100	100
				0,8	1,1	100	100
				0,2	0,3	100	100
vs	vs			1,5	2	100	100
				1,7	2,3	100	100
				0,2	0,3	100	100
				7,5	10	100	100
				92 %	95 %		

Taulukosta 72 nähdään, että suurin korvausyhteyden kuormitusaste päämuuntajaviassa
on Reijolan sähköasemalta lähtevällä AHX-W120-maakaapelilla. Kuormitusaste on
seurantatilanteessa 84 % ja huipputehotilanteessa 92 %. Kiskoviassa kuormi-
tusasteet ovat 20–70 %.

Taulukko 72: Honkavaaran korvausyhteyksien kuormitusasteet.

Päämuuntajavika	Pullonkaula	Tyyppi	Kuormitusaste [%]	
			seur	huippu
	REI-J07–solmupiste	AHX-W120	84	92
Kiskovika				
HKV-J12	REI-J07	REI-J07–solmupiste 16m	60	70
HKV-J14				
HKV-J16				
HKV-J03	KHT-J03	E7434–solmupiste 110m	20	25
HKV-J13	KHT-J04			
HKV-J15	RKL-J12	RKL-J12–solmupiste 96m	40	50
HKV-J09	TOH-J06	TOH-J06–ylijännitesuoja 31 m	25	34
HKV-J11	KTE-J06	KTE-J06–solmupiste 110 m	20	28

Kiskovika

Kiskoviassa sähköaseman kompensatiokondensaattoreita ei ole käytettävissä, jolloin jännitteenaleneman takia myös asemalle siirrettävän tehon suuruus laskee 2 MW. Taulukosta 73 nähdään, että Honkavaaran johtolähtöjen korvaaminen on useiden sen ympärillä sijaitsevien sähköasemien takia mahdollista. Reijolan sähköasemalta korvataan esimerkiksi johtolähdöt HKV-J12, -J14 ja -J16. Rääkkylästä korvataan johtolähtö HKV-J15 ja Kiteeltä johtolähtö HKV-J11. Tohmajärveltä voidaan korvata johtolähtö HKV-J09 ja Kiihtelysvaarasta HKV-J03. Johtolähtöjen välisistä erottimista 5 on kauko-ohjattavia ja 3 käsikäyttöistä.

Taulukko 73: Honkavaaran korvaaminen kiskoviassa.

Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Seur. teho [MW]	Huipputeho [MW]	Korvausaste [%]	
					seur	huippu
HKV-J11	E7138	KTE-J06	0,7	0,9	100	100
HKV-J15	A7738	RKL-J12	1,2	1,6	100	100
HKV-J14	A7520	REI-J07	1,2	1,6	100	100
HKV-J09	A7254	TOH-J06	0,8	1,1	100	100
HKV-J13	A7360	KHT-J04	0,2	0,3	100	100
HKV-J12	A7521	REI-J07	1,5	2	100	100
HKV-J16	E7302	REI-J07	1,7	2,3	100	100
HKV-J03	E7434	KHT-J03	0,2	0,3	100	100
yhteensä			7,5	10	100	100

4.22 Kiihtelysvaaran sähköasema

Varasyöttäminen onnistuu johtolähtöjen KHT-J04 ja HKV-J13 muodostamalla runkojohdolla. Runkojohdon keski-ikä on 18 vuotta ja pituus on 14,5 km, josta 75 % on Pigeonia, 12 % Ravenia ja 9 % PAS120-johtoa. Seurantalaskentatilanteessa Kiihtelysvaaran sähköaseman tehontarve on 3,5 MW, joka vastaa sähköasemalla viiden vuoden aikana mitattua huipputehoa. Kiihtelysvaaran normaali tehontarve on noin 2 MW, joten varasyöttö onnistuu jo pelkästään yhdellä varasyöttävällä johdolla ilman kevennyksiä. Varasyöttötarkastelu on tehty ainoastaan huipputeholla, ja varasyöttävällä johdolla voidaan siirtää tehoa sähköasemalle 4 MW. Taulukosta 74 nähdään, että varasyöttävän sähköaseman päämuuntajakapasiteetti ei rajoita varasyöttöä, koska kahden rinnakkaisen päämuuntajan yhteenlaskettu kapasiteetti on 20 MVA ja Honkavaaran huipputeho on 10 MW. Varasyöttävän päämuuntajan kuormitusaste huipputehotilanteessa on 65 %.

Taulukko 74: Kiihtelysvaaran korvaaminen päämuuntajaviassa.

Kytcentä	Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Teho P _{seur} [MW]	Huipputeho P _{max} [MW]	Korvausaste [%]		Siir. teho [MW]	
seur	huippu					seur	huippu		
vs	vs	A7360	HKV-J13	-	0,1	100	100	4,0	
				KHT-J06	-	0,1	100		100
				KHT-J09	-	0,1	100		100
				KHT-J04	-	0,1	100		100
				KHT-J07	-	1,4	100		100
				KHT-J08	-	1	100		100
KHT-J03				-	0,8	100	100		
yhteensä					3,5	100	100		
VS SA:n PM:n k-aste (HKV,T=10+10 MVA)				-	65+40 %				

Taulukosta 75 huomataan, että päämuuntajaviassa varasyöttävän runkojohdon kuormitusaste on suurimmillaan 45 % johtolähdön alussa AHX-W95-maakaapelilla. Kiskoviassa korvausyhteyksien kuormitusasteet vaihtelevat 21–75 %, joista suurin kuormitusaste on johtolähdön KRN-J01 alkuosan APY70-maakaapelilla.

Taulukko 75: Kiihtelysvaaran korvausyhteyksien kuormitusasteet.

Päämuuntajavika		Pullonkaula	Tyypä	Kuormitusaste [%]	
				seur	huippu
Kiskovika		HKV-J13–ylijännitesuoja	AHX-W95	-	45
KHT-J03	HKV-J03	HKV-J03–ylijännitesuoja	AHX-W95	-	21
KHT-J04	HKV-J13				
KHT-J06	USK-J02	ilmajohto 4500 m	Swan25	-	35
KHT-J08					
KHT-J08					
KRN-J01	KHT-J07	KRN-J01–solmupiste	APY70	-	75

Kiskovika

Kiskoviassa Kiihtelysvaaran sähköaseman johtolähdöt voidaan korvata Honkavaaran, Kuurnan ja Uskalin sähköasemilta. Honkavaarasta olisi mahdollista siirtokapasiteetin puitteissa korvata kaikki Kiihtelysvaaran johtolähdöt, mutta verkon rakenteen ja yhteyksien puuttumisen takia kaikkia johtolähtöjä ei voida korvata sieltä. Erotinkopin rakentamisella Kiihtelysvaaran sähköaseman läheisyyteen Honkavaarasta olisi mahdollista korvata kaikki Kiihtelysvaaran johtolähdöt.

Nykyverkolla johtolähtöjen korvaaminen onnistuu Honkavaarasta ongelmitta. Uskalin sähköasemalta korvataan sen päämuuntajan käyttöasteesta riippuen johtolähdöt KHT-J06, -J08 ja -J09. Uskalin päämuuntajan kapasiteetti on 5 MVA, ja sen huipputeho on vain 1 MW, joten Uskalista on mahdollista korvata Kiihtelysvaaran johtolähdöistä 3 MW. Taulukossa 76 on esitettyä korvausyhteydet kiskoviassa. Kaksi rajaerotinta on kauko-ohjattavaa.

Taulukko 76: Kiihtelysvaaran korvaaminen kiskoviassa.

Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Seur. teho [MW]	Huipputeho [MW]	Korvausaste [%]	
					seur	huippu
KHT-J06	E7571	USK-J02	-	0,1	-	100
KHT-J09	A7509	USK-J02	-	0,1	-	100
KHT-J04	A7360	HKV-J13	-	0,1	-	100
KHT-J07	E0843	KRN-J01	-	1,4	-	100
	E0775					
KHT-J08	E7589	USK-J02	-	1	-	100
KHT-J03	E7434	HKV-J03	-	0,8	-	100
	yhteensä		-	3,5	-	100

4.23 Rääkkylän sähköasema

Rääkkylän sähköaseman päävarasyöttöyhteytenä käytetään johtolähtöjä HKV-J17 ja RKL-J12, jonka runkojohdon pituus on noin 39 km ja ikä 29 vuotta. Runkojohto koostuu 86 %:sesti Al231-ilmajohdosta, ja loput 14 % on Pigeonia. Seurantalaskentatilanteessa (3,8 MW) Rääkkylä varasyötetään Honkavaarasta. Honkavaaran varasyöttävää runkojohtoa kevennetään sen haaroilta muille omille johtolähdöilleen. Rääkkylän taajaman johtolähtö RKL-J05 voidaan korvata Honkavaarasta vain kiskon kautta.

Huipputeho

Huipputehotilanteessa (5 MW) Rääkkylän sähköaseman varasyöttäminen yhdeltä sähköasemalta ei ole mahdollista, koska kiskoon siirrettävä teho voi olla maksimissaan 1,3 MW. Kahdella varasyöttävällä yhteydellä ja yhdellä kevennyksellä myös huipputeho on korvattavissa. Liperistä tulevaa johtolähtöä LIP-J10 kevennetään Nimikkosaaren haaralta. Liperistä voidaan syöttää noin 0,7 MW, jolloin kahdelta sähköasemalta syötettynä Rääkkylä voidaan korvata täysin. Taulukosta 77 nähdään, että varasyöttävän sähköaseman päämuuntajan kuormitusaste vaihtelee tilanteesta riippuen 52–65 %.

Taulukko 77: Rääkkylän korvaaminen päämuuntajaviassa.

KytKentä		Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Teho	Huipputeho	Korvausaste		Siir. teho
seur	huippu				P_{seur} [MW]	P_{max} [MW]	[%]		
		seur	huippu						
kev	vs2	RKL-J06	A5361	LIP-J12	0,9	1,2	100	100	1,0
kev	kev	RKL-J10	A7702	KTE-J06	0,9	1,2	100	100	
		RKL-J05			1,2	1,5	100	100	
vs	vs1	RKL-J12	A7738	HKV-J06	0,8	1,1	100	100	1,3
yhteensä					3,8	5	100	100	
VS SA:n PM:n k-aste (HKV,T=10+10 MVA)					52+40 %	65+50 %			

Taulukosta 78 nähdään, että päämuuntajaviassa varasyöttävän runkojohdon maksimikuormitusaste on 42 % sähköasemalta lähtevällä AHX-W95 maakaapelilla, kun taas kiskoviassa korvausyhteyksien kuormitusasteet vaihtelevat 18–65 %.

Taulukko 78: Rääkkylän korvausyhteyksien kuormitusasteet.

Päämuuntajavika		Pullonkaula		Tyyppi	Kuormitusaste [%]	
					seur	huippu
		HKV-J15 – ylijännitesuoja		AHX-W95	42	42
Kiskovika						
RKL-J05	LIP-J12	mmo 8493 – solmupiste 600 m		AHPL35V	62	65
RKL-J06						
RKL-J10	KTE-J10	KTE-J10 – ylijännitesuoja		AHX-W120	18	26
RKL-J12	HKV-J06	HKV-J15 – ylijännitesuoja		AHX-W95	28	33

Kiskovika

Seurantalaskentatilanteessa Rääkkylän johtolähdöt ovat täysin korvattavissa, mutta huipputehotilanteessa johtolähtöjen korvaaminen ei ole enää mahdollista. Jos johtolähdöt RKL-J12 ja RKL-J05 olisi mahdollista yhdistää, taajamaan (J05) tarvittavan tehon voisi korvata esimerkiksi Honkavaarasta (70 %) ja Liperistä (30 %) yhdistämällä johtolähdöt RKL-J06 ja RKL-J05. Nykyverkolla on mahdollista korvata Rääkkylän taajama Liperistä, jos korvaavaa johtolähtöä kevennetään. Huipputehotilanteessa taajaman joh-

tolähdön korvaaminen ei ole mahdollista, koska Liperistä saadaan syötettyä taajamaan vain 0,8 MW sen huipputehon ollessa 1,2 MW. Huipputehotilanteessa taajamaa ei korvata, ellei johtolähtöjä LIP-12 ja RKL-J06 kevennetä vähintään 0,5 MW. Johtolähdön RKL-J06 kytkemisellä jännitteettömäksi erottimilta A7720 (0,5 MW) ja A7755 (0,15 MW) saadaan PJ-jännitteet Rääkkylän taajamassa tarpeeksi laadukkaiksi. Alla olevassa taulukosta 79 huomataan, että kiskoviassa johtolähdöistä voidaan korvata täysin neljä viidestä ja koko sähköaseman tehosta 87 %.

Taulukko 79: Rääkkylän korvaaminen kiskoviassa.

Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Seur. teho [MW]	Huipputeho [MW]	Korvausaste [%]	
					seur	huippu
RKL-J06	A5361	LIP-J12	0,9	1,2	100	55
RKL-J10	A7702	KTE-J06	0,9	1,2	100	100
RKL-J05	A7775	LIP-J12	1,2	1,5	100	100
RKL-J12	A7738	HKV-J06	0,8	1,1	100	100
yhteensä			3,5	5	100	87

Yhteenveto

Varasyöttöä olisi helpointa parantaa asentamalla Rääkkylän kiskoon 1–2 MVar:n kompensointikondensaattorit, joiden ansiosta lisätehoa olisi mahdollista siirtää 1–2 MW.

4.24 Kiteen sähköasema

Kiteen sähköaseman varasyöttäminen on toteutettava kahdelta sähköasemalta, Puhokselta ja Tohmajärveltä. Puhoksen päävarasyöttöyhteydellä PUH-J03–KTE-J05 voidaan varasyöttää 8 MW, koska runkojohto on lyhyt ja sähköasemalla sijaitsee 3 MVar:n ja 1 MVar:n kompensointikondensaattorit. Tarkemmin runkojohdosta on kerrottu Puhoksen sähköaseman kappaleessa. Toista varasyöttöyhteyttä TOH-J10 ja KTE-J04 pitkin Tohmajärveltä saadaan siirrettyä kiskoon 5 MW.

Seurantalaskentatilanteessa (13,5 MW) varasyöttäminen onnistuu, jos Tohmajärveltä syöttävää runkojohtoa kevennetään toiselle Tohmajärven johtolähdölle TOH-J11 erotinväliltä A7017–A7272. Tohmajärveltä syötettäessä johtolähdön TOH-J10 kautta kulkeva teho voi olla suurimmillaan 6 MW, koska johtolähdön APY70-maakaapeli ylikuormittuu suuremmilla tehoilla. Seurantalaskennan tuloksena saadaan, että tehoa voidaan siirtää Kiteen kiskoon kahdelta sähköasemalta yhteensä 12 MW, kun kevennetyn tehon tarve on asemalla 10,3 MW. Sähköaseman tehoa saadaan tarvittaessa kevennettyä Puhokselle ja Rääkkylään noin 2 MW.

Huipputeho

Huipputehotilanteessa (17 MW) Kitee voidaan varasyöttää täysin kahdelta sähköasemalta, jolloin kiskoon saadaan siirrettyä sama 12 MW:n teho kuin seurantalaskentatilanteessa, koska varasyöttävät johdot kevennetään. Johtolähtö KTE-J22 on osittain (0,5 MW) mahdollista keventää johtolähdölle RKL-J12.

Taulukosta 80 huomataan, että molemmissa tilanteissa Kiteen korvaaminen päämuuntajaviassa on täysin mahdollista ja varasyöttävien päämuuntajien kuormitusasteet ovat 50–60 %. Varasyöttävien päämuuntajien kuormitusasteet ovat alhaiset, koska molemmilla sähköasemilla on rinnakkaiset 16 MVA:n päämuuntajat.

Taulukko 80: Kiteen korvaaminen kiskoviassa, suluissa merkitty johtolähdöstä erikseen korvattavan tehon suuruus.

KytKentä		Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Teho P_{seur} [MW]	Huipputeho P_{max} [MW]	Korvausaste [%]		Siir. teho [MW]
seur	huippu						seur	huippu	
vs2	vs2	KTE-J04	A7087	TOH-J10	0,9	1,1	100	100	5,0
vs1	vs1	KTE-J05	A3335	PUH-J03	1,1	1,4	100	100	8,0
kev	kev		A3302	PUH-J04	(0,9)	(1,1)			
kev	kev	KTE-J06	A7752	RKL-J12	1,2	1,5	100	100	
		KTE-J07			1,2	1,5	100	100	
kev	kev	KTE-J22	E3188	RKL-J12	1	1,3	100	100	
					(0,5)	(0,5)			
		KTE-J24			2,5	3,1	100	100	
		KTE-J25			2,4	3,0	100	100	
		KTE-J26			1,8	2,3	100	100	
		KTE-J27			1,4	1,8	100	100	
		yhteensä			13,5	17	100	100	
		VS SA:n PM:n k-aste (PUH, T=16+16 MVA)			53 %	61 %			
		(TOH, T=16+16 MVA)			50 %	55 %			

Päämuuntajaviassa korvaavien yhteyksien kuormitusasteet ovat seurantalaskentatilanteessa 90–100 % ja huipputehotilanteessa 100–105 %. Suurin kuormitusaste on johtolähdön TOH-J10 alun APY70-maakaapelilla. Kiskoviassa kuormitusasteet ovat taulukon 81 mukaan 30–110 %, josta suurin kuormitusaste on Tohmajärven TOH-J10 lähtevällä APY70-maakaapelilla.

Taulukko 81: Kiteen korvausyhteyksien kuormitusasteet.

Päämuuntajavika		Pullonkaula	Tyyppi	Kuormitusaste [%]	
				seur	huippu
		KTE-J05–ylijännitesuoja	AHX120	90	100
		TOH-J10–solmupiste	APY70	100	105
Kiskovika					
KTE-J05	PUH-J04	3430–1899	Raven	30	35
KTE-J26	PUH-J03	2032–5072	Swan	43	52
KTE-J25					
KTE-J04	TOH-J10	TOH-J10–solmupiste	APY70	104	110
KTE-J26					
KTE-J27					
KTE-J06	RKL-J12	RKL-J12–solmupiste	APY70	35	45
KTE-J22					

Kiskovika

Kiskoviassa ongelmaksi muodostuu korvaavien johtolähtöjen pienet poikkipinnat ja kompensointikondensaattorien kytkentämahdollisuuden puuttuminen kiskoon. Puhoksesta korvataan johtolähdöillä PUH-J03 ja PUH-J04 johtolähdöt KTE-J05, -J25 ja -J26, yhteensä 5,3 MW. Johtolähdöllä PUH-J04 voidaan korvata vain osa (noin 0,9 MW) johtolähdöstä KTE-J05, koska johtolähdön verkko on laaja ja johdoilla syntyvät jännitteenalenemat suuria. Tohmajärveltä TOH-J10 voidaan korvata seurantalaskentatilanteessa johtolähdöt KTE-J04, -J24 ja -J27, yhteensä 4,8 MW. Ongelmaksi muodostuu Tohmajärveltä lähtevän maakaapelin 4 %:n ylikuormittuminen. Maakaapelin ylikuormittumisen estämiseksi johdolla siirrettävää näennäistehoa joudutaan keventämään 0,2 MVA. Rääkkylän johtolähtöä RKL-J12 kevennetään erotinväliltä E7736–A7738, jolloin johtolähdöillä RKL-J10 ja -J12 voidaan korvata johtolähtö KTE-J22 ja osa johtolähdöstä KTE-J06. Johtolähdön KTE-J06 PJ-solmujännitteet laskevat alle standardin [10] muuntamon 2943 asiakkailla Porttilammella. Taulukosta 82 nähdään, että seurantalaskentatilanteessa ainoastaan johtolähdön KTE-J07 korvaaminen ei onnistu täysin ja koko sähköaseman tehosta saadaan korvattua 91 %. Huipputehotilanteessa yhtäkään johtolähtöä ei voida täysin korvata, koska Tohmajärven johtolähdön maakaapeleiden kuormitusasteet ylittyvät eivätkä PJ-solmujännitteet täytä standardia [10]. Huipputehotilanteessa sähköaseman tehosta saadaan korvattua 72 %.

Taulukko 82: Kiteen korvaaminen kiskoviassa.

Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Seur. teho [MW]	Huipputeho [MW]	Korvausaste [%]	
					seur	huippu
KTE-J04	A7087	TOH-J10	0,9	1,1	100	80
KTE-J05	A3335	PUH-J03	1,1	1,4	100	80
	A3302	PUH-J04	(0,9)	(1,2)		
KTE-J06	A7752	RKL-J12	1,2	1,5	98	79
	A7702	RKL-J10	(0,35)			
	A3332	TOH-J06	(0,25)			
KTE-J07	A7272	TOH-J11	1,2	1,5	0	-
KTE-J22	E3188	RKL-J12	1	1,3	100	80
KTE-J24	E3168	TOH-J10	2,5	3,1	100	80
KTE-J25	A3044	PUH-J03	2,4	3,0	100	80
KTE-J26	E3454	PUH-J03	1,8	2,3	100	80
KTE-J27	A3346	TOH-J10	1,4	1,8	100	80
	yhteensä		13,5	17	91	72

4.25 Puhoksen sähköasema

Puhos varasyötetään Kiteeltä 12 km pitkällä ja keski-ikältään 29-vuotiaalla KJ-runkojohdolla. Runkojohdolla saadaan helposti siirrettyä suuriakin tehoja lyhyen matkan ja suuri poikkipintaisen johtolaadun takia. Runkojohdon johtolaatu on 85 %:sesti A1132-ilmajohtoa. Noin 14 % johdosta on pienempi poikkipinta-alaisia johtolaatuja kuten Ravenia, Pigeonia ja Loviisaa.

Seurantatilanteessa (7,3 MW) Puhoksen johtolähtöjen PUH-J05 ja PUH-J06 tehojen summa on 0 MW, mutta niiden yhteisen liittymän jakelumuuntajan kapasiteetti on 2,5 MVA. Huipputehotilanteen (9,6 MW) simuloinnissa tälle liittymälle asetetaan 2,5 MVA:n näennäisteho. Historiatietojen mukaan sähköasemateho on suurimman osan aikaa alle 7 MW. Sähköasemalle voidaan varasyöttää yhdellä yhteydellä 7 MW. Johto-

lähtö PUH-J03 on mahdollista keventää Kesälahden kahdelle johtolähdölle siten, että johtolähdön länsiosa syötetään johtolähdöllä KES-J12 ja itäosa syötetään johtolähdöllä KES-J10. Jakorajana käytetään Puhoksen sähköaseman läheistä erotinta E3392.

Huipputeho

Huipputehotilanteessa johtolähdölle PUH-J05/J06 lisätään 2,5 MW:n rajoitettu liittymäteho, joten sähköasematehoa on kevennettävä noin 2 MW. Tässä tilanteessa sähköasemaa voidaan varasyöttää myös toisella Kiteen johtolähdöllä KTE-J06 yhteensä 5 MW, jos sen haaroja kevennetään Rääkkylän sähköaseman johtolähdöille vähintään 0,6 MW. Sähköaseman tarvitsema teho voidaan kuitenkin varasyöttää keventämällä joko johtolähtöä PUH-J04 tai osan johtolähdöstä PUH-J08. Taulukosta 83 nähdään, että varasyötettävän Kiteen sähköaseman kahden päämuuntajan kuormitusasteet vaihtelevat seurantalaskentatilanteen 50 %:sta huipputehotilanteen 88%:iin.

Taulukko 83: Puhoksen korvaaminen päämuuntajaviassa.

KytKentä		Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Teho P_{seur} [MW]	Huipputeho P_{max} [MW]	Korvausaste [%]		Siir. teho [MW]
seur	huippu						seur	huippu	
vs	vs	PUH-J03	A3335	KTE-J05	0,5	0,5	100	100	7,0
	kev	PUH-J04	A3664	KES-J12	1,9	1,9	100	100	
			A3339	KES-J10					
		PUH-J05			0	2,3	-	100	
		PUH-J06							
		PUH-J08	E3060	KTE-J06	4,9	4,9	100	100	
		yhteensä			7,3	9,6	100	100	
VS SA:n PM:n k-aste (KTE, T=16 MVA)					50+50 %	88+70 %			

Taulukossa 84 on esitettyä suurimmat kuormitusasteet, jotka päämuuntajaviassa ovat 80–90 % ja kiskoviassa 37–57 %. Tehon siirtoa rajoittavana tekijänä huipputehotilannetta suuremmilla tehoilla on johtolähdön KTE-J06 alkuosan AHXW120-maakaapeli.

Taulukko 84: Puhoksen korvausyhteyksien kuormitusasteet.

Päämuuntajavika		Pullonkaula	Tyyppi	Kuormitusaste [%]	
				seur	huippu
		KTE-J06–solmupiste	AHX-W120	80	90
Kiskovika					
PUH-J04	KES-J12	KES-J12–ylijännitesuoja	APY70	37	37
	KES-J10	KES-J10–ylijännitesuoja			
PUH-J08	KTE-J06	KTE-J06–solmupiste	AHX-W120	57	57

Kiskovika

Kiskoviassa kaikki johtolähdöt voidaan korvata, jos johtolähdön PUH-J05/J06 liittymäteho on 0 MW, koska tällä hetkellä korvaavia yhteyksiä ei ole edellä mainitulle johtolähdölle. Seurantalaskennan tuloksia on käytetty myös huipputilanteen tutkimisessa, jolloin johtolähdölle PUH-J05/J06 on asetettu 2,5 MW:n rajoitettu liittymäteho. Kiskoviassa johtolähdön PUH-J04 korvaaminen ei onnistu Kesälahdelta, jos kuormat kasvavat nykytilanteesta yli 15 %. Korvaavien yhteyksien runkojohtojen kuormitusasteet pysyvät joka tilanteessa alle 60 %. Taulukosta 85 nähdään kiskovian korvausyhteydet.

Taulukko 85: Puhoksen korvaaminen kiskoviassa.

Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Seur. teho [MW]	Huipputeho [MW]	Korvausaste [%]	
					seur	huippu
PUH-J03	A3335	KTE-J05	0,5	0,5	100	100
PUH-J04	A3664	KES-J12	1,9	1,9	100	100
	A3339	KES-J10				
PUH-J05	-	-	0	2,3	-	0
PUH-J06						
PUH-J08	E3060	KTE-J06	4,9	4,9	100	100
	yhteensä		7,3	9,6	100	76

4.26 Tohmajärven sähköasema

Tohmajärvi sijaitsee kolmen sähköaseman keskellä, joista päävarasyöttävänä sähköasemana toimii Kitee. Kiteeltä on mahdollista varasyöttää noin 4 MW siten, että jännitteenalenema ei kasva liikaa ja jännite Tohmajärven kiskossa on varasyöttötilanteessa riittävä. Seurantalaskentatilanteessa (6,6 MW) varasyöttävää runkojohtoa kevennetään johtolähdölle KTE-J07 erotinväliltä A7087–A7245 (1 MW).

Huipputeho

Huipputehotilanteessa (9 MW) varasyöttäminen pelkästään Kiteen sähköasemalta aiheuttaa liikaa jännitteenalenemaa, joten Saariosta (SAAR) on korvattava osa Tohmajärven tarvitsemasta tehosta. Saariosta voidaan korvata johtolähdöt TOH-J09 ja TOH-J11. Huipputehotilanteessa varasyöttävää runkojohtoa ei tarvitse keventää, koska johtolähtö TOH-J11 kevennetään. Taulukosta 86 nähdään, että sähköasema on täysin varasyötettävissä ja varasyöttävien päämuuntajien kuormitusasteet ovat 80 % ja 73 %.

Taulukko 86: Tohmajärven korvaaminen päämuuntajaviassa.

KytKentä		Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Teho P_{seur} [MW]	Huipputeho P_{max} [MW]	Korvausaste [%]		Siir. teho [MW]
							seur	huippu	
kev	kev	TOH-J05	A7277	USK-J04	0,4	0,5	100	100	
kev	kev	TOH-J06	A7254	HKV-J09	0,5	0,7	100	100	
kev	kev	TOH-J09		SAAR-J05	1,1	1,5	100	100	
vs	vs	TOH-J10	A7087	KTE-J04	1,3	1,8	100	100	4,0
	kev	TOH-J11		SAAR-J06	1,0	1,4	100	100	
		TOH-J12			2,3	3,1	100	100	
		yhteensä			6,6	9	100	100	
VS SA:n PM:n k-aste (KTE, T=16+16 MVA)					(61+56)%	(80+73)%			

Taulukossa 87 on esitetty korvausyhteyksien kuormitusasteet, jotka päämuuntajaviassa ovat 53–63 % ja kiskoviassa 12–63 %. Huipputehotilanteessa Tohmajärven varasyöttävän maakaapelin kuormitusaste laskee 5 % seurantalaskentatilanteen tehosta, koska johtolähtöä kevennetään.

Taulukko 87: Tohmajärven korvausjohtimien kuormitusasteet.

Päämuuntajavika		Pullonkaula	Tyyppi	Kuormitusaste [%]	
				seur	huippu
		ylijännitesuoja–TOH-J10	APY70	65	60
		KTE-J04–solmupiste	AHX-W120	53	63
Kiskovika					
TOH-J05	USK-J04	solmupiste–E7820, 4 km	Swan	12	17
TOH-J09	SAR-J05	SAAR-J05–W7829	AHX-W120	13	17
TOH-J06	HKV-J09	HKV-J09–ylijännitesuoja	AHX-W95	18	25
TOH-J11	SAR-J06	mno 7798–7707 (107 m)	Swan	23	33
TOH-J10	KTE-J04	KTE-J04–solmupiste	AHX-W120	53	63
TOH-J12					

Kiskovika

Kiskoviassa Tohmajärven johtolähdöt voidaan korvata neljältä sähköasemalta. Saariosta korvataan TOH-J09 ja -J11, Uskalista TOH-J05, Honkavaarasta TOH-J06 ja Kiteeltä TOH-J10 ja taajamalähtö TOH-J12. Saariolta johtolähtöjen korvaus onnistuu seuranta- ja huipputehotilanteissa. Johtolähdöstä TOH-J10 kytketään huipputehotilanteessa 0,3 MW johtolähdölle SAAR-J11 erotinväliltä A7272–E7203. Johtolähdön TOH-J10 erotinväli A7245–E7203 kytketään johtolähdölle KTE-J07. Huipputeholla Tohmajärven taajama TOH-J12 voidaan kiskoviassa korvata, jos suurin osa johtolähdöstä TOH-J10 asetetaan jännitteettömäksi, koska sen PJ-solmujännitteet eivät täytä standardia [10]. Uskalista ja Honkavaarasta korvattavien johtolähtöjen pienimmät PJ-solmujännitteet ovat huippukuormalla 207 V. Taulukosta 88 nähdään, että huipputehotilanteessa johtolähdöistä voidaan korvata 90 %. Kaksi rajaerotinta on käsikäyttöistä ja loput kauko-ohjattavia tai kiskokatkaisija.

Taulukko 88: Tohmajärven korvaaminen kiskoviassa.

Johtolähtö	Eroin	Korvaava johtolähtö	Seur.teho [MW]	Huipputeho [MW]	Korvausaste [%]	
					seur	huippu
TOH-J05	A7277	USK-J04	0,4	0,5	100	100
TOH-J06	A7254	HKV-J09	0,5	0,7	100	100
TOH-J09	J05Q0	SAAR-J05	1,1	1,5	100	100
TOH-J10	A7087	KTE-J04	1,3	1,8	100	50
TOH-J11	E7839	SAAR-J06	1,0	1,4	100	100
TOH-J12	E7181	KTE-J04	2,3	3,1	100	100
yhteensä			6,6	9	100	90

4.27 Saarion sähköasema

Saarion sähköasemalla on kaksi johtolähtöä, joista toinen menee Vääräkosken voimalaitokselle ja toinen johtolähtö on sama kuin TOH-J09. Vääräkosken generaattorilähtö SAAR-J06 jätetään pois tarkasteluista, koska tällä lähdöllä ei ole korvattavia kuormia. Varasyötössä tai kiskoviassa ei tule ongelmaa seurantatilanteessa eikä huippukuormitus-tilanteessa. Kiskoviassa Vääräkosken generaattorin tuottama teho voidaan tarvittaessa siirtää Tohmajärven johtolähdölle TOH-J09.

4.28 Uskalin sähköasema

Uskalin sähköaseman varasyöttäminen seuranta- ja huipputehotilanteessa onnistuu Tohmajärveltä ilman kevennyksiä, kuten taulukosta 89 nähdään. Varasyöttävän päämuuntajan kuormitusaste on seurantalaskentatilanteessa 47 % ja huipputehotilanteessa 70 %. Tarvittaessa varasyöttävä johto voidaan keventää erotinväliltä A7279–A7097 johtolähdölle TUU-J07.

Taulukko 89: Uskalin korvaaminen päämuuntajaviassa.

KytKentä	Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Teho P_{seur} [MW]	Huipputeho P_{max} [MW]	Korvausaste [%]	Siir. teho [MW]
seur	huippu					seur	huippu
			USK-J02	0,3	0,4	100	100
			USK-J03	0,3	0,4	100	100
vs	vs	USK-J04	A7277 TOH-J05	0,2	0,3	100	100
		yhteensä		0,8	1,1	100	100
		VS SA:n PM:n k-aste (TOH, T=16 MVA)		47 %	70 %		

Johdoilla kuormitusasteiden ylittyminen ei ole missään vaiheessa ongelma päämuuntaja- tai kiskoviassa. Taulukossa 90 on esitettynä korvausyhteyksien kuormitusasteet, jotka ovat päämuuntaja- tai kiskoviassa 5–26 %.

Taulukko 90: Uskalin korvausyhteyksien kuormitusasteet.

Päämuuntajavika		Pullonkaula	Tyyppi	Kuormitusaste [%]	
				seur	huippu
		mno 2437–E4450	20FerSem	19	26
Kiskovika					
USK-J02	KHT-J09	solmuväli 1,5 km	Sparrow	5	7,6
USK-J03	TUU-J07	TUU-J07–ylijännitesuoja	APY70	10	14
USK-J04	TOH-J05	mno 2437–E4450	20FerSem	8	12

Kiskovika

Taulukossa 91 on esitettynä Uskalin sähköaseman korvaus kiskoviassa. Kaikki kolme johtolähtöä korvataan Tohmajärven, Kiihtelysvaaran ja Tuupovaaran sähköasemilta. Johtolähtöjen korvaus onnistuu ongelmitta sekä seurantalaskentatilanteessa että huippukuormitustilanteessa. Uskalin varasyötettävyyttä voidaan vieläkin parantaa vaihtamalla erotin E1826 kauko-ohjattavaksi.

Taulukko 91: Uskalin korvaaminen kiskoviassa.

Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Seur. teho [MW]	Huipputeho [MW]	Korvausaste [%]	
					seur	huippu
USK-J02	A7509	KHT-J09	0,3	0,4	100	100
USK-J03	E1826	TUU-J07	0,3	0,4	100	100
USK-J04	A7277	TOH-J05	0,2	0,3	100	100
yhteensä			0,8	1,1	100	100

4.29 Kesälahden sähköasema

Kesälahti varasyötetään Puhokselta runkojohdolla KSL-10–PUH-J04, jonka pituus on 24 km ja keski-ikä 14 vuotta. Runkojohdosta 58 % on Pigeonia, 32 % A1132-avojohtoa ja loput 10 % Ravenia ja maakaapelia. Varasyöttävän johtolähdön keventäminen on ongelmallista, koska varasyöttävä johtolähtö on ainoa, jolla voidaan keventää Kesälahdesta luoteeseen suuntautuva johtolähtö KES-J12. Jännitteen nostamiseksi Kesälahden sähköaseman kiskostossa on 1 MVar:n ja 2 MVar:n kompensatiokondensaattorit, joiden ansiosta runkojohdolla voidaan siirtää Kesälahteen 4,5 MW, kun Puhokseen saadaan siirrettyä vain 3,5 MW. Varasyöttävää johtolähtöä PUH-J04 kevennetään erottimelta A3338 Kiteen johtolähdölle KTE-J05. Varasyöttäminen yhdellä yhteydellä ilman Kesälahden johtolähtöjen keventämistä on seurantalaskentatilanteessa (6,3 MW) mahdollista, koska Kesälahden kiskojännite laskee 19,15 kV:iin ja jännitteenalenema nousee kiskossa 9,6 %:iin. Puhokselta voidaan antaa 7 MW, josta 2,5 MW kuluu johtolähtöjen omille kuormille. Tästä johtuen Kesälahden kiskoon voidaan varasyöttää 4,5 MW. Jos Puhoksen varasyöttävästä johdosta länteen menevä johto-osa kytketään Puhoksen voimalaitoksen syötettäväksi, tehoa on mahdollista siirtää yhtä runkojohtoa pitkin Kesälahdelle noin 5,0 MW. Seurantalaskentatilanteessa Kesälahti saadaan täysin varasyötettyä, jos johtolähtö KSL-J12 varasyöttää johtolähdön KSL-J10 rinnalla.

Kesälahden etelän johtolähdön KSL-J11 korvaamiseksi voidaan käyttää myös Parikkalan Valon verkkoa. Kun Parikkalan Valon oma verkko on pienessä kuormassa, sieltä voidaan korvata johtolähdöstä KSL-J11 2 MW ja suuressa kuormassa 1 MW. Varasyöttötarkastelussa johtolähtö KSL-J11 korvataan kauko-ohjattaville maastokatkaisijoille, jolloin verkon erottaminen muusta PKSS:n verkosto on helpointa. Parikkalan Valon verkosta voidaan korvata seurantalaskenta- ja huipputehotilanteessa 0,8 MW maastokatkaisijoille asti. [23].

Huipputeho

Huipputehotilanteessa (9 MW) Kesälahden johtolähdöistä saadaan täysin korvattua taa-jaman johtolähdöt KSL-J05 ja -J06 sekä maaseutujohtolähtö KSL-J09. Taulukosta 92 nähdään, että kun Parikkalan Valolta korvataan osa johtolähdöstä KSL-J11, sähköaseman kokonaiskorvausasteeksi saadaan noin 70 % ja ilman sitä noin 60 %. Huipputehotilanteessa ongelmana on tällä hetkellä johtolähdön KSL-J10 APY70-maakaapelin pulonkaula, koska sen kautta tehoa voidaan siirtää vain noin 5,2 MW kuormitusasteen ollessa 92 %.

Taulukko 92: Kesälahden korvaaminen päämuuntajaviassa.

KytKentä		Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Teho P _{seur} [MW]	Huipputeho P _{max} [MW]	Korvausaste [%]		Siir. teho [MW]
seur	huippu						seur	huippu	
vs	vs	KSL-J05	A3339	PUH-J04	2,3	3,3	100	100	4,5
		KSL-J06			0,2	0,3	100	100	
		KSL-J09			0,6	0,9	100	100	
		KSL-J10			0,8	1,1	100	100	
		KSL-J11			1,4	2,0	100	0	
vs	-	KSL-J12	A6334	PUH-J04	1	1,4	100	0	
yhteensä					6,3	9	100	62	
VS SA:n PM:N k-aste (PUH, T=16+16 MVA)					42+29 %	50+40 %		(71)	

Kiskovika

Kesälahden johtolähtöjen korvaaminen nykytilanteessa on mahdotonta, koska ainoastaan Kesälehden johtolähdöt ovat Puhokselta syötettävissä. Parikkalan Valon rajayhteyksiä pitkin voidaan korvata 57 % johtolähdöstä KSL-J11 maastokatkaisijoille MK_330 ja MK_331 asti. Sen sijaan Kesälahden taajaman korvaaminen tämän hetkisillä kytkennöillä on mahdotonta, koska johtolähdöille KSL-J10 ja KSL-J05 ei ole yhteistä erotinta. Taulukosta 93 nähdään, että tämän hetkisellä verkolla on mahdollista korvata vain johtolähdöt KSL-J10 ja -J12 ja osa johtolähdöstä KSL-J11. Huippukuormitustilanteessa PJ-solmujännitteet eivät täytä standardia [10] johtolähdöllä PUH-J04, joten huippukuormitustilanteessa Kesälahden johtolähdöistä voidaan korvata ainoastaan PUH-J04 ja noin 57 % KSL-J11:sta.

Taulukko 93: Kesälahden korvaaminen kiskoviassa.

Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Seur. teho [MW]	Huipputeho [MW]	Korvausaste [%]	
					seur	huippu
KSL-J05			2,3	3,3	0	0
KSL-J06			0,2	0,3	0	0
KSL-J09			0,6	0,9	0	0
KSL-J10	A3339	PUH-J04	0,8	1,1	100	100
KSL-J11	E3867	Parikkalan	1,4	2,0	57	57
	E3866	Valo				
KSL-J12	A3664	PUH-J04	1	1,4	100	0
	yhteensä		6,3	9	40	25

Muuta

Parikkalan valolle voidaan antaa tehoa yhdellä johtolähdöllä kahdesta rajayhteyspisteestä erottimilta E3869 ja E3866 yhteensä 0,6 MW. [23]

Kesälahti on valittu lisätarkasteluihin, joista lisätietoja luvussa 5.

4.30 Tuupovaaran sähköasema

Tuupovaara varasyötetään Ilomantsista. Sähköasemien välinen runkojohto on keski-ikältään noin 23-vuotias ja pituudeltaan 35,6 km. Runkojohdosta 48 % on Pigeonia, 50 % Ravenia ja loput 2 % MA70-maakaapelia ja Sparrowia. Taulukosta 94 nähdään, että Ilomantsista voidaan siirtää tällä runkojohdolla Tuupovaaran kiskoon 2,2 MW ja toista varasyöttöyhteyttä pitkin sieltä on mahdollista siirtää 1,5 MW.

Tämän hetkisen Tuupovaaran jakeluverkon rakenteellisista muutoksista johtuen johtolähtö TUU-J14 ei ole ollenkaan liitettyä sähköasemaan. Verkostolaskentatilanteessa johtolähdöt TUU-J12 ja -J14 yhdistetään, vaikka tulevaisuudessa johtolähtö TUU-J14 on omanaan, sillä kaapelointityöt olivat kesken diplomityön kirjoitushetkellä. Tuupovaaran sähköasemaa joudutaan varasyöttämään kahdella Ilomantsin johtolähdöllä, jolloin Tuupovaaran kiskojännite on 19,5 kV. Ilomantsin kiskojännite nostetaan 21,2 kV:n jännitetasolle. Seurantalaskentatilanteessa (4,8 MW) kahdella varasyöttöyhteydellä voidaan varasyöttää Tuupovaaran sähköaseman kiskoon noin 3,7 MW.

Huipputeho

Huipputehotilanteen (6,9 MW) laskennassa huomataan, että Tuupovaaran sähköaseman lähtöjä ei voida varasyöttää täysin Ilomantsista. Huipputehotilanteessa Ilomantsista saadaan varasyötettyä Tuupovaaran kiskoon 3,7 MW. Ilomantsin 16 MVA:n päämuuntaja ylikuormittuu 4 %, koska sen oma huipputeho on 11 MW ja sieltä korvattava teho on 3,9 MW. Tästä johtuen Tuupovaaraa joudutaan huipputehotilanteessa varasyöttämään kolmella varasyöttävällä johtolähdöllä. Kiihtelysvaarasta voidaan varasyöttää Tuupovaaran kiskoon noin 1,5 MW. Molemmissa tilanteissa johtolähdöt TUU-J07 ja -J13 kevennetään taulukon 94 mukaisesti.

Taulukko 94: Tuupovaaran korvaaminen päämuuntajaviassa.

KytKentä		Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Teho P _{seur} [MW]	Huipputeho P _{max} [MW]	Korvausaste [%]		Siir. teho [MW]
seur	huippu						seur	huippu	
		TUU-J05			0,5	0,7	100	100	
vs1	vs1	TUU-J06	A1610	ILO-J13	0,2	0,3	100	100	2,2
kev	kev	TUU-J07	A7097	USK-J04	0,3	0,4	100	100	
vs2	vs2	TUU-J08	A1779	ILO-J15	0,3	0,4	100	100	1,5
	vs3	TUU-J11	E7581	KHT-J08	0,2	0,3	100	100	1,5
		TUU-J12			1,5	2,2	100	100	
kev	kev	TUU-J13	A1386	ILO-J06	0,3	0,4	100	100	
		TUU-J14			1,5	2,2	100	100	
yhteensä					4,8	6,9	100	100	
VS SA:n PM:n k-aste (ILO, T=16 MVA)					75 %	104 %			

Korvaavien johtimien kuormitusasteet on esitetty taulukossa 95 siltä osin, mitä diplomi-työn tekohetkellä oli mahdollista saada selville. Johtolähdöt ILO-J06, -J13 ja -J15 korvaavat useita johtolähtöjä, jolloin vain suurin korvausyhteyden kuormitusaste otetaan huomioon. Suurin kuormitusaste on huipputeholla ILO-J15 lähdön alun APY70-maakaapelilla.

Taulukko 95: Korvaavien johtimien kuormitusasteet.

Päämuuntajavika		Pullonkaula	Tyyppi	Kuormitusaste [%]	
		ILO-J15–ylijännitesuoja	APY70	seur	huippu
Kiskovika					
TUU-J05	ILO-J06	ILO-J15–ylijännitesuoja	APY70	78	90
TUU-J06	ILO-J13				
TUU-J08	ILO-J15				
TUU-J12					
TUU-J13					
TUU-J14					
TUU-J07	USK-J04	solmupiste–solmupiste 6 km	Swan	12	17
TUU-J11	KHT-J08	KHT-J08–solmupiste 1,5 km	AHX-W95	32	42

Kiskovika

Diplomityön kirjoitushetkellä Tuupovaaran taajamassa kaapeloinnit olivat käynnissä, joten kytkennät ja erottimet eivät välttämättä pitäneet paikkaansa. Tästä johtuen täysin luotettavaa tietoa ei saatu johtolähtöjen korvaamisesta, joten kiskovikatarkastelu tulisi tehdä uudestaan verkon saneeraustöiden päätyttyä. Kiskovikatarkastelussa huomataan, että erottimella kytkettävän yhteyden lisääminen johtolähtöjen TUU-J06 ja TUU-J12 väliin parantaa Tuupovaaran taajaman korvaamista, sillä teho olisi mahdollista syöttää johtolähdöllä ILO-J13. Jos erotin lisätään johtolähtöjen TUU-J06–TUU-J12 väliin, johtolähtö TUU-J05 on pakko siirtää Uskalin korvaamaksi. Huipputehotilanteessa Ilomantsin päämuuntajan ylikuormittuminen tulisi ongelmaksi, sillä huipputeho on 11 MW ja korvattava teho 6 MW, yhteensä 17 MW ja 19 MVA. Lisätietoja kiskovian kytkennöistä on taulukossa 96, josta nähdään, että seurantalaskentatilanteessa johtolähtöjen tehosta on korvattavissa 88 %. Huipputehotarkastelu kannattaa suorittaa loppuun verkon saneeraustöiden loputtua. Tästä syystä taulukossa 96 ei ole esitetty huipputehotilanteen korvausastetta ja *-merkillä erotettujen johtolähtöjen kiskovikatarkastelua ei ole täysin saatua tehtyä.

Taulukko 96: Tuupovaaran korvaaminen kiskoviassa.

Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Seur. teho [MW]	Huipputeho [MW]	Korvausaste [%]	
					seur	huippu
TUU-J05	A1621	ILO-J13	0,5	0,7	100	100
TUU-J06	A1610	ILO-J13	0,2	0,3	100	100
TUU-J07	A7097	USK-J04	0,3	0,4	100	100
TUU-J08	A1779	ILO-J15	0,3	0,4	100	*
TUU-J11	E7581	KHT-J08	0,2	0,3	100	100
TUU-J12	E1556	ILO-J15	1,5	2,2	50	*
TUU-J13	A1386	ILO-J06	0,3	0,4	100	*
TUU-J14	E1812	ILO-J06	1,5	2,2	100	*
		ILO-J15				
yhteensä			4,8	6,9	88	

4.31 Ilomantsin sähköasema

Ilomantsin päävarasyöttöyhteytenä käytetään johtolähtöjä PAM-J07–ILO-J06. Varasyöttävän runkojohdon pituus on 36 km ja keskimääräinen ikä noin 27 vuotta. Runkojohdosta 64 % on A1132-ilmajohdtoa, 35 % Pigeonia ja 1 % maa- ja ilmakaapelia. Pienellä sähköasemateholla (alle 6 MW) varasyöttämisessä käytetään kahta varasyöttävää yhteyttä. Jos varasyötössä Ilomantsin sähköasema teho on suurempi kuin 6 MW, sähköaseman kaikkien johtolähtöjen korvaaminen kahdella yhteydellä on mahdotonta, jolloin osa johtolähdöistä joudutaan keventämään taulukon 97 mukaisesti.

Johtolähtö ILO-J13 kevennetään johtolähdölle TUU-J06, ja johtolähdöstä ILO-J09 on mahdollista keventää noin 1 MW johtolähdölle PAM-J06, jolloin sen ylittävä teho syötetään kiskosta. Koko sähköaseman teho saadaan korvattua Tuupovaarasta varasyötettäessä kahdella (1 ja 2,5 MW) ja Pamilosta yhdellä johtolähdöllä (3,7 MW). Tuupovaaran toisella johtolähdöllä TUU-J13 on mahdollista varasyöttää noin 1 MW. Tuupovaaran päämuuntaja ylikuormittuu seurantalaskentatilanteessa (9,2 MW) noin 5 %. Toisaalta kevennettäessä Tuupovaaraa sen päämuuntajan kuormitusaste laskee 95 %:iin. Lisätietoja varasyöttävistä ja korvaavista yhteyksistä on taulukossa 97.

Huipputeho

Huipputehotilanteessa (11,1 MW) Ilomantsin kiskoon voidaan varasyöttää kolmella johtolähdöllä noin 7 MW. Kun otetaan huomioon varasyöttävien yhteyksien oma teho, sähköaseman tehosta voidaan korvata 90 % (10 MW). Varasyöttävän Tuupovaaran sähköaseman päämuuntajan kuormitusaste ilman kevennyksiä on 133 % ja kevennysten (1 MW) jälkeen huippukuormalla 122 %.

Taulukko 97: Ilomantsin korvaaminen päämuuntajaviassa.

KytKentä		Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Teho P_{seur} [MW]	Huipputeho P_{max} [MW]	Korvausaste [%]		Siir. teho [MW]
seur	huippu						seur	huippu	
		ILO-J05			1,0	1,2	100	100	
vs1	vs1	ILO-J06	A1277	PAM-J07	0,5	0,6	100	100	3,7
		ILO-J07			0,6	0,7	100	100	
		ILO-J08			1,4	1,7	100	100	
kev	kev	ILO-J09	A1352	PAM-J06	1,6	1,9	100	50	
		ILO-J10			2,1	2,5	100	100	
vs3	vs3	ILO-J13	A1610	TUU-J06	0,4	0,5	100	100	2,5
		ILO-J14			0,3	0,4	100	100	
vs2	vs2	ILO-J15	A1779	TUU-J08	0,8	1,0	100	100	1,0
		ILO-J16			0,5	0,6	100	100	
		yhteensä			9,2	11,1	100	90	
		VS SA:n PM:n k-aste (TUU, T=5+5 MVA)			105 %	133 %			
		(PAM, T=10 MVA)			75 %	78 %			

Korvausyhteyksien johdinten kuormitusasteet päämuuntajaviassa ovat eri tilanteissa 69–85 % ja kiskoviassa 30–85 %. Lisätietoja korvaavien yhteyksien suurimmista kuormitusasteista on esitetty taulukossa 98.

Taulukko 98: Ilomantsin korvausyhteyksien kuormitusasteet.

Päämuuntajavika		Pullonkaula	Tyyppi	Kuormitusaste [%]	
				seur	huippu
		TUU-J08–ylijännitesuoja	APY70	82	85
		solmupiste–ILO-J06	APY70	69	73
Kiskovika					
ILO-J06	PAM-J07	solmupiste–A1396	APY70	35	48
ILO-J07					
ILO-J08					
ILO-J10					
(25 %)					
ILO-J09	PAM-J06	solmupiste –E1063, 8 km	Sparrow	35	45
ILO-J15	TUU-J08	TUU-J08–ylijännitesuoja	APY70	78	85
ILO-J10					
(50%)					
ILO-J13	TUU-J06	TUU-J06–ylijännitesuoja	APY70	30	40

Kiskovika

Ilomantsin johtolähtöjen korvaaminen kiskoviassa on mahdollista ainoastaan Tuupovaaran ja Pamilon johtolähdöiltä. Pamilon sähköaseman johtolähdöllä PAM-J06 voidaan korvata 1 MW johtolähdöstä ILO-J09, ja johtolähdöllä PAM-J07 voidaan korvata Ilomantsin taajaman johtolähtöjen tehoista 3 MW. Tuupovaaran johtolähdöllä TUU-J08 voidaan korvata taajaman johdolahtähdöstä ILO-J10 enintään 1 MW, ja Pamilon johtolähdöllä PAM-J07 voidaan korvata 0,5 MW, minkä jälkeen jäljelle jäävä 0,5 MW korvataan johtolähdöllä TUU-J06. Johtolähdöllä TUU-J06 korvataan myös johtolähtö ILO-J13. Kiskoviassa korvattavat yhteydet on esitetty taulukossa 99, josta nähdään, että seurantalaskentatilanteessa johtolähdöistä on korvattavissa 63 % ja huipputehotilanteessa 61 %. Taulukosta 99 nähdään myös, että johtolähtöjä ILO-J05, -J14 ja -J16 ei ole mahdollista korvata ollenkaan puuttuvien yhteyksien takia.

Taulukko 99: Ilomantsin korvaaminen kiskoviassa.

Johtolähtö	Eroin	Korvaava johtolähtö	Seur. teho [MW]	Huipputeho [MW]	Korvausaste [%]	
					seur	huippu
ILO-J05			1,0	1,2	0	0
ILO-J06	A1277	PAM-J07	0,5	0,6	100	100
ILO-J07	E1240	PAM-J07	0,6	0,7	100	100
ILO-J08	E1472	PAM-J07	1,4	1,7	100	100
ILO-J09	A1352	PAM-J06	1,6	1,9	63	53
ILO-J10	E2144	TUU-J08	1	2,5	100	50
		PAM-J07				
		TUU-J06				
ILO-J13	A1610	TUU-J06	0,4	0,5	100	100
ILO-J14			0,3	0,4	0	0
ILO-J15	A1779	TUU-J08	0,8	1,0	100	100
ILO-J16			0,5	0,6	0	0
yhteensä			9,1	11,1	63	61

Ilomantsin sähköasema on valittu lisätarkasteluihin, joista lisää luvussa 5.

4.32 Pamilon sähköasema

Pamilo varasyötetään Ilomantsissa sijaitsevan Pesäkankaan sähköasemalta. Varasyöttävän runkojohdon pituus on 18 km ja keskimääräinen ikä noin 33 vuotta. Runkojohto muodostuu 80 %:sesti A1132-avojohdosta, 17 %:sesti Raven-avojohdosta ja loput 3 % on pääasiallisesti PAS95-ilmakaapelina. Pesäkankaalta on teoriassa mahdollista siirtää 3 MW Pamilon sähköasemalle, kun tehon tarve on seurantalaskentatilanteessa vain 1 MW ja huippukuormalla 2 MW. Pesäkankaan sähköaseman päämuuntajan kuormitusaste on seuranta- ja huipputehotilanteessa reilusti alle maksimikuormitusasteen, 30 % ja 56 %. Taulukosta 100 nähdään, että sähköasema on täysin korvattavissa ainoastaan yhtä varasyöttävää yhteyttä pitkin.

Taulukko 100: Pamilon korvaaminen päämuuntajaviassa.

KytKentä		Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Teho P_{seur} [MW]	Huipputeho P_{max} [MW]	Korvausaste [%]		Siir. teho [MW]
seur	huippu						seur	huippu	
vs	vs	PAM-J03	A0045	PES-J07	0,2	0,4	100	100	3,0
		PAM-J05			0,4	0,8	100	100	
		PAM-J06			0,2	0,4	100	100	
		PAM-J07			0,2	0,4	100	100	
yhteensä					1	2	100	100	
VS SA:n PM:n k-aste: PES, T=16 MVA					30 %	56 %			

Päämuuntajaviassa korvaavan runkojohdon kuormitusaste on seurantalaskentatilanteessa 31 % ja huipputehotilanteessa 57 %. Kiskoviassa Pesäkankaalta ja Ilomantsista syötettäessä korvausyhteyksien kuormitusasteet ovat 12–35 % ja Enosta syötettäessä huipputehotilanteessa 127 %. Taulukosta 101 nähdään, että suurin kuormitusaste on johtolähdön ENO-J07 alkuosan APY70-maakaapelilla.

Taulukko 101: Pamilon korvausyhteyksien kuormitusasteet.

Päämuuntajavika		Pullonkaula	Tyyppi	Kuormitusaste [%]	
				seur	huippu
		PES-J07–ylijännitesuoja	AHX-W95	31	57
Kiskovika					
PAM-J05	PES-J07	PES-J07–ylijännitesuoja	AHX-W95	22	35
PAM-J06	PES-J06	solmupiste–solmupiste 0,5 km	Raven	17	30
PAM-J03	ENO-J07	ENO-J07–ylijännitesuoja	APY70	63	127
PAM-J07	ILO-J06	ILO-J06–ylijännitesuoja	APY70	12	24

Kiskovika

Kiskoviassa johtolähdöt korvataan kolmelta viereiseltä sähköasemalta, ja korvausjohtolähtöjen välissä sijaitsee kauko-ohjattavat erottimet. Pesäkankaan sähköasemalta korvataan johtolähdöt PAM-J05 ja -J06. Enosta korvataan johtolähtö PAM-J03 ja Ilomantsista korvataan johtolähtö PAM-J07. Seurantalaskentatilanteessa kaikki johtolähdöt voidaan korvata täysin. Huipputehotilanteessa Pesäkankaalta pohjoisten johtolähtöjen korvaaminen ei ole täysin mahdollista, koska muuntamoiden 7216 Oinlahti ja 1917 Kortevaara PJ-solmujännitteet alittavat standardin [10]. Taulukosta 102 nähdään, että huipputehotilanteessa sähköaseman tehosta saadaan korvattua 97 %.

Taulukko 102: Pamilon korvaaminen kiskoviassa.

Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Seur. teho [MW]	Huipputeho [MW]	Korvausaste [%]	
					seur	huippu
PAM-J03	A0159	ENO-J07	0,2	0,4	100	100
PAM-J05	A0045	PES-J07	0,4	0,8	100	95
PAM-J06	A1795	PES-J06	0,2	0,4	100	100
PAM-J07	A1227	ILO-J06	0,2	0,4	100	95
yhteensä			1,0	2,0	100	97

4.33 Pesäkankaan sähköasema

Pesäkangas varasyötetään johtolähtöjen PES-J05 ja ENO-J11 välisellä runkojohdolla, jonka keskimääräinen ikä on 20 vuotta ja pituus 21,0 km. Runkojohdosta 50 % on Pigeonia, 25 % A1132-ilmajohtoa, 15 % Ravenia ja loput 10 % ilma- ja maakaapelia. Pesäkangas varasyötetään ja kevennetään Enon sähköasemalta (3,9 MW). Pamilon sähköasemalta kevennetään 3 MW, jolloin varasyöttö onnistuu seuranta- ja huipputehotilanteessa (3,4 ja 6,1 MW).

Varasyöttävän sähköaseman päämuuntajan kuormitusaste seurantalaskentatilanteessa on noin 57 % ja huipputehotilanteessa 95 %. Jos Enon päämuuntajan kuormitusaste nousee yli sallitun, sitä voidaan keventää Pamilon ja Kuurnan sähköasemille. Varasyöttöön käytettävien yhteyksien välissä on kauko-ohjattavat erottimet. Taulukosta 103 nähdään, että varasyöttävää runkojohtoa voidaan keventää johtolähdölle ENO-J13 erottimelta A0491 0,3 MW ja johtolähtö PES-J07 voidaan korvata täysin.

Taulukko 103: Pesäkankaan korvaaminen kiskoviassa.

KytKentä		Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Teho P_{seur} [MW]	Huipputeho P_{max} [MW]	Korvausaste [%]		Siir. teho [MW]
seur	huippu						seur	huippu	
		PES-J03			0,2	0,4	100	100	
vs	vs	PES-J05	A0041	ENO-J11	0,5	0,9	100	100	3,0
kev	kev		A0491	ENO-J13	(0,3)	(0,5)			
		PES-J06			0,3	0,5	100	100	
kev	kev	PES-J07	A0045	PAM-J05	1,4	2,5	100	100	
		PES-J08			0,5	0,9	100	100	
		PES-J09			0,5	0,9	100	100	
yhteensä					3,4	6,1	100	100	
VS SA:n PM:n k-aste: ENO, T=16 MVA					57 %	95 %			

Korvausyhteyksien kuormitusasteet päämuuntajaviassa ovat johtolähdön ENO-J11 alun APY70-maakaapelilla seurantalaskentatilanteessa 55 % ja huipputehotilanteessa 70 %. Kiskoviassa johtolähtöjen RLA-J27 ja PES-J09 välisen runkojohdon kuormitusaste on Rantalan sähköasemalta lähtevällä APY-120 maakaapelilla huipputehotilanteessa noin 59 % ja seurantalaskentatilanteessa 39 %. Taulukosta 104 nähdään, että muilla korvausyhteyksillä kuormitusasteet vaihtelevat 10–43 %.

Taulukko 104: Pesäkankaan korvausyhteyksien kuormitusasteet.

Päämuuntajavika		Pullonkaula	Tyyppi	Kuormitusaste [%]	
				seur	huippu
		ENO-J11–ylijännitesuoja	APY70	55	70
Kiskovika					
PES-J03	ENO-J11	ENO-J11–ylijännitesuoja	APY70	30	43
PES-J09					
PES-J05	ENO-J13	ENO-J13–solmupiste 160 m	APY70	20	25
PES-J07	PAM-J05	E0484–solmupiste 430 m	Raven	15	29
PES-J06	PAM-J06	E1409–solmupiste 1 km	Sparrow	10	18
PES-J08	RLA-J27	RLA-J27–solmupiste 70 m	APY120	39	59

Kiskovika

Pesäkankaan johtolähdöistä kiskoviassa korvataan Enon sähköasemalta johtolähdöt PES-J03, -J05 ja -J09 sekä Lieksan toiselta sähköasemalta Rantalasta johtolähtö PES-J08. Johtolähdöt PES-J06 ja -J07 korvataan Pamilosta. Seurantalaskentatilanteessa Rantalan sähköaseman johtolähdöllä korvataan johtolähtö PES-J08, mutta huipputehotilanteessa jakelumuuntamoiden 5605, 1902 ja 3154 käyttöpaikoilla PJ-solmujännitteet eivät täytä standardia [10]. Taulukosta 105 nähdään, että seurantalaskentatilanteessa Pesäkankaan johtolähdöt saadaan korvattua täysin ja huipputehotilanteessa 99 %.

Taulukko 105: Pesäkankaan korvaaminen kiskoviassa.

Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Seur. teho [MW]	Huipputeho [MW]	Korvausaste [%]	
					seur	huippu
PES-J03	E0448	ENO-J11	0,2	0,4	100	100
PES-J05	A0041	ENO-J11	0,5	0,9	100	100
	A0491	ENO-J13	(0,3)	(0,5)		
PES-J06	A1227	PAM-J06	0,3	0,5	100	100
PES-J07	A0045	PAM-J05	1,4	2,5	100	100
PES-J08	A4331	RLA-J27	0,5	0,9	100	95
PES-J09	E0450	ENO-J11	0,5	0,9	100	100
yhteensä			3,4	6,1	100	99

4.34 Enon sähköasema

Eno varasyötetään Pesäkankaalta runkojohdolla PES-J05–ENO-J11, jota on mahdollista keventää Ahmovaaran johtolähdölle AMH-J04 erottimelta A0940. Varasyöttävänä runkojohtona käytetään samaa yhteyttä kuin Pesäkankaan sähköaseman varasyötössä, ja sillä saadaan Enon sähköaseman kiskostoon varasyötettyä 3 MW. Seurantalaskentatilanteessa (7,4 MW) johtolähtöjä kevennetään Pamilon ja Kuurnan johtolähdöille. Pamilosta korvataan Enon taajama ja Kuurnasta kaksi läntistä maaseutujohtolähtöä. Sähköasema saadaan varasyötettyä täysin keventämällä johtolähdöt ENO-J07, -J12 ja -J14.

Huipputeho

Huipputehotilanteessa (10 MW) Enon taajamajohtolähtöä ENO-J07 ei voida täysin korvata johtolähdöllä PAM-J03, koska sen PJ-solmujännitteet eivät täytä standardia [10]. Pamilon sähköasemalta voidaan korvata 74 % 4,2 MW:n huipputehosta. Yhtenä vaihtoehtona Enon taajaman korvaamiseksi on varasyöttää Enoa kahdella yhteydellä, jolloin ENO-J07 voidaan pitää osittain kiinni kiskossa. Toisena varasyöttävänä johtona voidaan esimerkiksi käyttää Kuurnan johtolähtöä KRN-J12. Tässä tilanteessa koko sähköaseman teho saadaan korvattua. Taulukosta 106 nähdään, että varasyöttävän Pesäkankaan päämuuntajan kuormitusaste seurantalaskentatilanteessa on 41 % ja huipputehotilanteessa 74 %.

Taulukko 106: Enon korvaaminen päämuuntajaviassa.

KytKentä		Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Teho P_{seur} [MW]	Huipputeho P_{max} [MW]	Korvausaste [%]		Siir. teho [MW]
seur	huippu						seur	huippu	
		ENO-J06			0,4	0,5	100	100	
kev	kev	ENO-J07	A0159	PAM-J03	3,1	4,2	100	74	
		ENO-J08			1,2	1,6	100	100	
vs	vs	ENO-J11	A0041	PES-J05	0,6	0,8	100	100	3,0
kev	kev	ENO-J12	05040	KRN-J12	0,9	1,2	100	100	
		ENO-J13			0,4	0,5	100	100	
kev	kev	ENO-J14	A0941	KRN-J13	0,8	1,1	100	100	
		yhteensä			7,4	10	100	89	
		VS SA:n PM:n k-aste (PES, T=16 MVA)			41 %	74 %			

Yleistä

Mittaustietojen perusteella Enon sähköaseman suurin varasyötettävissä oleva teho 8,8 MW on viiden vuoden aikana ollut 98 % vuoden tunneista varasyötettävissä. Vuodessa on ollut keskimäärin 1,3 sellaista vuorokautta, jossa sähköasemateho on ollut yhtäjaksoisesti varasyöttökapasiteettia suurempaa. Täysin varasyötettävien vuorokausien osuus on 93,4 %, eli noin 340 vuorokautta. Mittaustietojen perusteella suunniteltu varasyöttö voidaan lähes poikkeuksetta suorittaa maalīs–marraskuussa, koska suurimmat tehot ajoittuvat kylmimmille pakkaskuukausille.

Taulukosta 107 nähdään, että päämuuntajaviassa varasyöttävän runkojohdon kuormitusaste on seurantalaskentatilanteessa 39 % ja huipputehotilanteessa 51 %. Suurimmat runkojohdon kuormitusasteet ovat 50 % kilometrin pituisella Sparrow:lla, kun korvataan johtolähtöä ENO-J07. Muuten korvausyhteyksien kuormitusasteet vaihtelevat 12–50 %.

Taulukko 107: Enon korvausyhteyksien kuormitusasteet.

Päämuuntajavika		Pullonkaula	Tyyppi	Kuormitusaste [%]	
		ylijännitesuoja–ENO-J11 0,6 km	APY70	seur	huippu
Kiskovika					
ENO-J06	TUU-J13	solmupiste–E1535 3 km	Sparrow	12	16
ENO-J07	PAM-J03	solmupiste–solmupiste 1 km	Sparrow	50	50
ENO-J08	KHT-J06	E1509–E1600 5 km	Swan	24	24
ENO-J11	PES-J05	PES-J05–ylijännitesuoja 0,1 km	AHX-W95	13	19
ENO-J13					
ENO-J12	KRN-J12	KRN-J12–ylijännitesuoja 0,6 km	AHX-W150	16	22
ENO-J14	KRN-J13	KRN-J13–ylijännitesuoja 0,6 km	AHX-W150	28	38

Kiskovika

Kiskoviassa Enon johtolähtöjen korvaaminen seurantalaskentatilanteessa suoritetaan Tuupovaaran, Pamilon, Kiihtelysvaaraan, Pesäkankaan ja Kuurnan sähköasemilta. Pamilosta saadaan korvattua 42 % Enon sähköaseman tehosta ja Kiihtelysvaarasta noin 16 %. Tuupovaarasta korvataan seuranta- ja huipputehotilanteessa 0,5 MW johtolähdöstä ENO-J06 johtolähdöllä TUU-J13. Pamilosta korvataan seurantalaskentatilanteessa Enon taajamajohtolähtö ENO-J07, mutta huipputehotilanteessa sen 4,2 MW:n tehosta on mahdollista korvata vain 3,1 MW. Kiihtelysvaaran johtolähdöllä KHT-J06 seurantalaskenta- ja huipputehotilanteessa korvataan 1,2 MW, jolloin sen 1,6 MW:n tehosta jää uupumaan 0,4 MW. Pesäkankaalta korvataan kaksi johtolähtöä ENO-J11 ja -J13, joiden huipputehotilanteen tehojen summa on 1,3 MW. Kuurnasta korvataan kaksi johtolähtöä ENO-J12 ja -J14, joiden huipputehotilanteen tehojen summa on 3,3 MW. Taulukosta 108 huomataan, että kaikkien johtolähtöjen välissä on kauko-ohjattavat erottimet, jolloin johtolähtöjen kytkeminen toisiinsa onnistuu nopeasti ja lyhentää mahdollisen kiskovian aiheuttamaa keskeytystä.

Taulukko 108: Enon korvaaminen kiskoviassa.

Johtolähtö	Erotin	Korvaava johtolähtö	Seur. teho [MW]	Huipputeho [MW]	Korvausaste [%]	
					seur	huippu
ENO-J06	A1558	TUU-J13	0,4	0,5	100	100
ENO-J07	A0159	PAM-J03	3,1	4,2	100	74
ENO-J08	A1731	KHT-J06	1,2	1,6	100	75
ENO-J11	A0041	PES-J05	0,6	0,8	100	100
ENO-J12	A5040	KRN-J12	0,9	1,2	100	100
ENO-J13	A0491	PES-J05	0,4	0,5	100	100
ENO-J14	A0941	KRN-J13	0,8	1,1	100	100
yhteensä			7,4	9,9	100	85

5 Ongelmalliset sähköasemat

Sähköverkon nykytilannetarkastelussa löydettyjen varasyötön kannalta ongelmallisten sähköasemien lukumäärä on suuri, koska tarkastelussa ei ole huomioitu tehonmuutoksia vuodenaikojen suhteen tai sitä kuinka kauan huipputehot kestävät. Päämuuntajaviassa sähköasemien varasyöttö ei ole mahdollista seurantalaskentatilanteessa neljällä sähköasemalla ja huipputehotilanteessa yhdeksällä sähköasemalla. Kiskoviassa ei ole mahdollista korvata seurantalaskentatilanteessa seitsemää sähköasemaa ja huipputehotilanteessa 17 sähköasemaa.

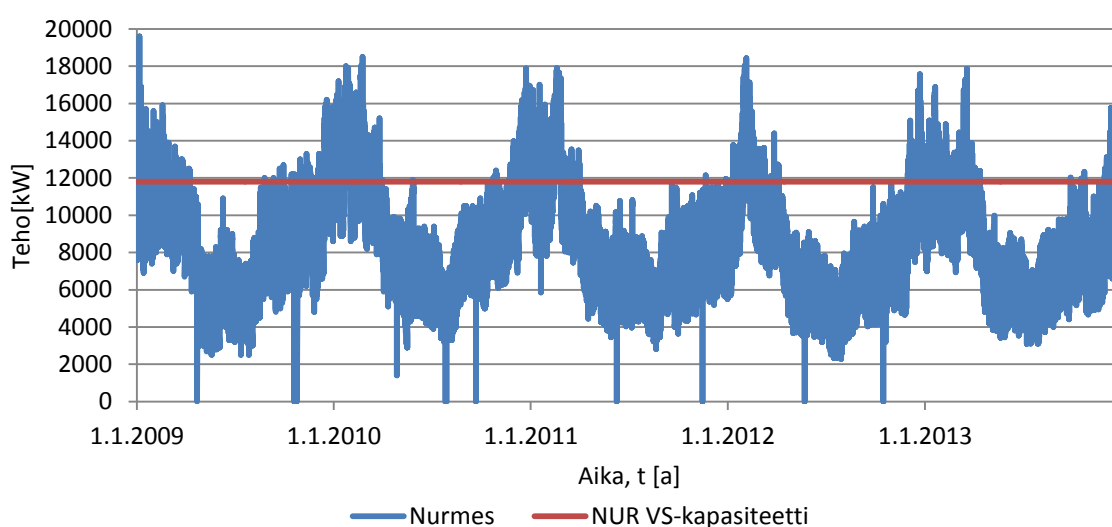
Lisätarkasteluihin valittiin päämuuntajaviassa ongelmalliset sähköasemat, joista lisätietoja on seuraavissa kappaleissa. Poikkeuksena Rantalan sähköasema jätetään ilman lisätarkasteluita, koska siirtoverkko ja sähköasema ovat erittäin luotettavia. Nurmes on erittäin luotettava kahden päämuuntajan sähköasema, mutta se valitaan lisätarkasteluihin, koska sen kiskojärjestelmä on osittain yksikisko- ja pääkisko-apukiskojärjestelmä. Muut lisätarkasteluihin valitut ovat Juuka, Kesälahti, Heinävesi ja Ilomantsi. Lisätarkasteluihin otettujen sähköasemien väliset varasyöttöyhteydet on esitetty Liitteessä F.

45 kV siirtoverkon vikaantuminen ja Joensuun talousalueen kasvu täytyy ottaa huomioon tulevaisuuden suunnittelussa. Honkavaarasta lähtevä 45 kV siirtoverkon vikaantuminen asettaa neljä sähköasemaa varasyöttöön, jolloin myös varasyötettäviltä sähköasemilta ei välttämättä saada korvattua toisia varasyötössä olevia sähköasemia. Tästä on kerrottu lisää kappaleessa 5.6. Joensuun talousalue on Pohjois-Karjalan ainoa tehonkasvualue, joten diplomityön kirjoitushetkellä on huomioitava tulevaisuuden huipputeho ja korvaustilanteet. Näistä on kerrottu lisää kappaleissa 5.7 ja 5.8.

Liitteessä B on esitetty vian todennäköisyyttä laitetasolla. Liitteessä E on puolestaan esitetty ongelmallisten sähköasemien epäluotettavuutta aikana, jolloin varasyöttökapasiteetti on sähköaseman tehoa pienempää.

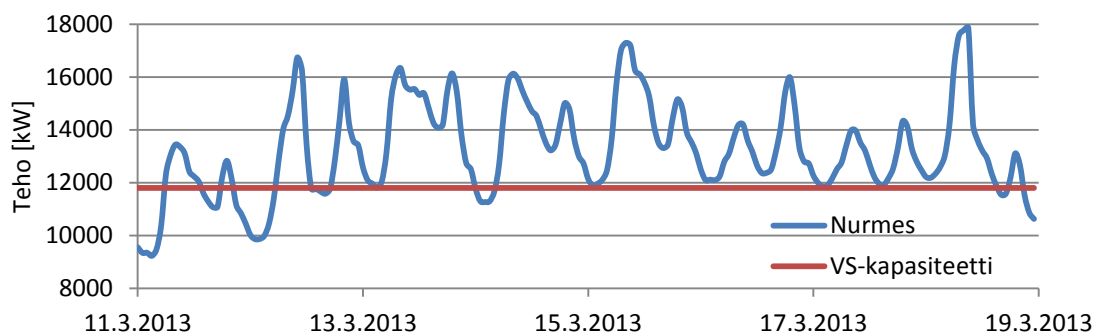
5.1 Nurmes

Sähköasema on rakenteeltaan jaettu kahdelle päämuuntajalle ja kiskojärjestelmä on osittain yksikisko ja pääkisko-apukiskojärjestelmä. Maaseutujohtolähtöjä J02–J15 syötetään nimellisteholtaan 25 MVA:n päämuuntajalla ja taajamajohtolähtöjä J21–J24 syötetään nimellisteholtaan 16 MVA:n päämuuntajalla. Viiden vuoden aikana sähköasemalla mitattujen keskituntitehojen mukaan varasyöttö on ollut mahdollista 71 % vuoden täysistä vuorokausista ja sähköaseman teho on ollut varasyötettävissä huhti–lokakuussa, jolloin siirto johdoilla esiintyy ilmastollisista syistä tilastollisesti eniten vikoja. Mittaustietojen perusteella sähköasema on ollut täysin varasyötettävissä 86 % tunneista. Kuvassa 9 on esitettyä Nurmeksen sähköasematehon varasyötettävyys viiden vuoden ajalta. Esimerkiksi sähköaseman varasyöttäminen on mahdollista vuorokausien jokaisena tuntina 71 %:sesti, mutta vain 3 % vuorokausista on ollut täysin yli varasyöttökapasiteetin.



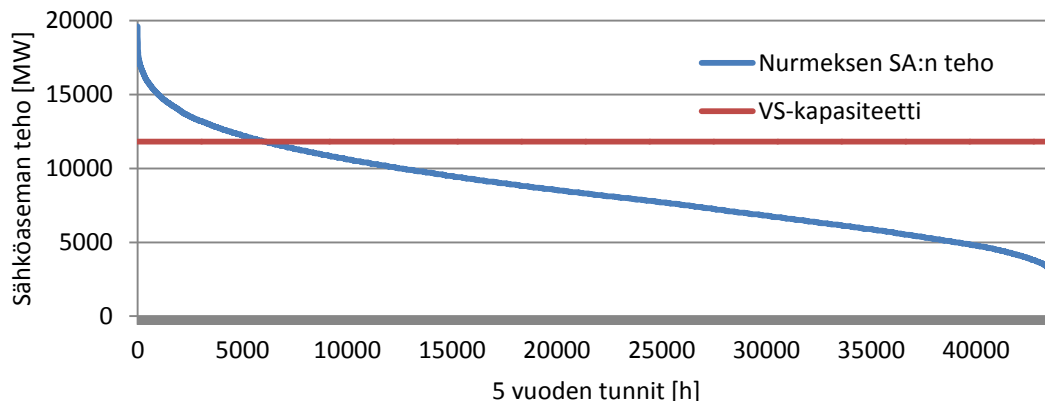
Kuva 9: Nurmeksen viiden vuoden mitattu teho ja VS-kapasiteetti.

Vuoden 2013 mitattu keskituntiteho aikavälillä 11.–19.3. vaihtelee vuorokausittain kuvan 10 mukaisesti. Kuvasta voidaan nähdä, että jokaisena vuorokautena tehon kulutus on suurinta noin kello 7–16 ja 18–22 ja lähes jokaisena vuorokautena teho on varasyöttö- ja korvauskapasiteettia suurempaa.



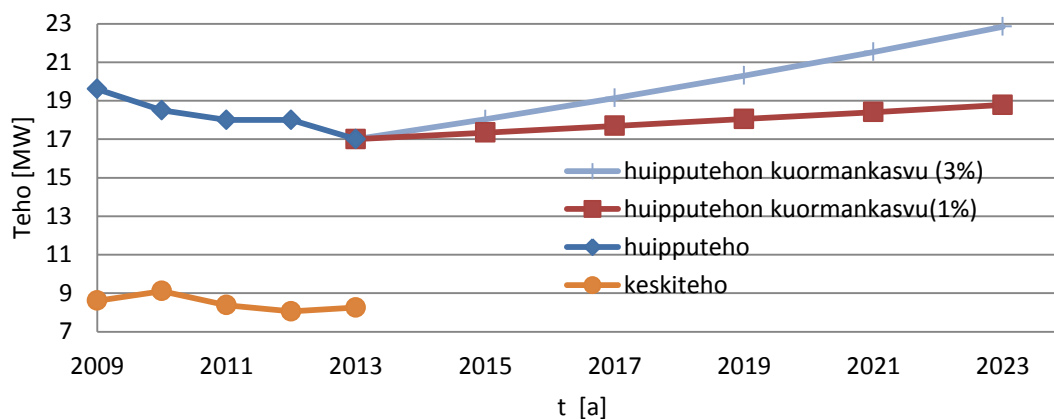
Kuva 10: Vuoden 2013 huipputehoviikko.

Kuvassa 11 on sähköaseman viiden vuoden ajalta mitattujen tehojen pysyvyyskäyrä, jota verrataan varasyöttökapasiteettiin. Kuvasta nähdään, että varasyöttökapasiteettia lisäämällä 2 MW saadaan varasyötettävien tuntien määrää nostettua noin 5 %, jolloin varasyötettävien tuntien osuus on 95 % ajasta. Toisaalta suurimman mitatun huipputehon varasyöttämiseksi kapasiteettia on kasvatettava jopa 7,5 MW.



Kuva 11: Nurmeksen sähköaseman keskituntitehon pysyvyyskäyrä ja VS-kapasiteetti.

Sähköaseman huipputehon trendi on ollut laskevaa vuoden 2009 19,6 MW:n tehosta vuoteen 2013, jolloin huipputeho on ollut 17 MW. Kuormankasvuprosenteilla 1 %/a ja 3 %/a ennustettu huipputeho vuonna 2023 on 18,8–22,8 MW. Huipunkäyttöajan kasvaminen voi johtaa siihen, että tulevaisuudessa varasyöttö ei välttämättä ole enää mahdollista yhtä pitkää aikaa kuin tarkastelujaksolla 2009–2013. Kuvasta 12 nähdään, että keskiteho on vaihdellut 8,1–9,1 MW ja sen trendi on ollut laskeva vuosina 2010–2012. Toisaalta huipputehon kasvu voi olla myös negatiivista, koska Nurmeksen väestönkehitys on laskevaa. [26]



Kuva 12: Nurmeksen huippu- sekä keskitehot 2009–2013 ja huipputehon 1–3 %/a kymmenen vuoden kuormankasvuennuste.

Sähköjärjestelmän epäluotettavuus

Sähköasema sijaitsee 110 kV kantaverkon renkaassa: Särkivaaran (SRV) ja Lieksan (LSA) kytkinasemien välissä. Siirtojohtoon osuuden SRK–NUR pituus on 13 km ja LSA–NUR pituus on 63 km. On erittäin epätodennäköistä, että molemmat siirtojohtot vikaantuvat yhtä aikaa sellaisena aikana, kun sähköasema ei ole täysin varasyötettävissä. Tällöin epäluotettavuus on $7,6 \cdot 10^{-3}$.

Rinnakkaisten pääkatkaisijoiden, mittamuuntajien ja päämuuntajien epäluotettavuus aikana ($t=0,14 \cdot a$), jolloin varasyöttö ei ole mahdollista, saadaan laskettua sähköaseman sisäisen sarja- ja rinnakkaisjärjestelmän epäluotettavuuden avulla. Epäluotettavuus on tällöin $1,3 \cdot 10^{-6}$. Sähköaseman kiskojärjestelmät ovat osittain pääkisko-apukiskojärjestelmä ja yksikiskojärjestelmä, joten toisen kiskon vikaantuminen ei välttämättä aiheuta keskeytystä toisen kiskon toiminnalle. Kerroksien väliset kiskojärjestelmät on erotettu toisistaan samalla tavoin kuin päämuuntajakin ”yläkerran” ja ”alakerran” kiskojärjestelmiin. Alakerrassa on pääkisko-apukiskojärjestelmä ja yläkerrassa pääkiskojärjestelmä. Vuotuisen kiskovikataajuuden perusteella kahden rinnakkaisen järjestelmän epäluotettavuuksien tulo on $5,3 \cdot 10^{-6}$. Jos oletetaan, että toisen kiskon vikaantuessa myös toinen vikaantuu, epäluotettavuudeksi saadaan $224 \cdot 10^{-6}$. Sähköaseman molempien kerroksien kiskojärjestelmien yhtäaikainen epäluotettavuus riippuu vian laajuudesta ja siitä, vikaantuvatko molemmat järjestelmät.

Siirtoverkon ja sähköaseman epäluotettavuus vuoden aikana on $233 \cdot 10^{-6}$. Tuloksesta voidaan päätellä, että voimajärjestelmä on luotettava.

5.1.1 Toimenpiteet varasyöttöasteen parantamiseksi

Sähköasematehon kasvaessa varasyöttäminen on haastavaa pelkästään Valtimon sähköasemalta. On syytä pohtia toista 110/20 kV sähköasemaa esimerkiksi Itäkaupunkiin, jolla olisi mahdollista varasyöttää Nurmeksen sähköasemaa ja sen johtolähdöt voisivat syöttää osan sen johtolähdöistä. Rakennettavan sähköaseman kapasiteetti olisi riittävää varasyötön huipputehon kannalta, jos sen päämuuntajan näennäisteho olisi 8 MVA.

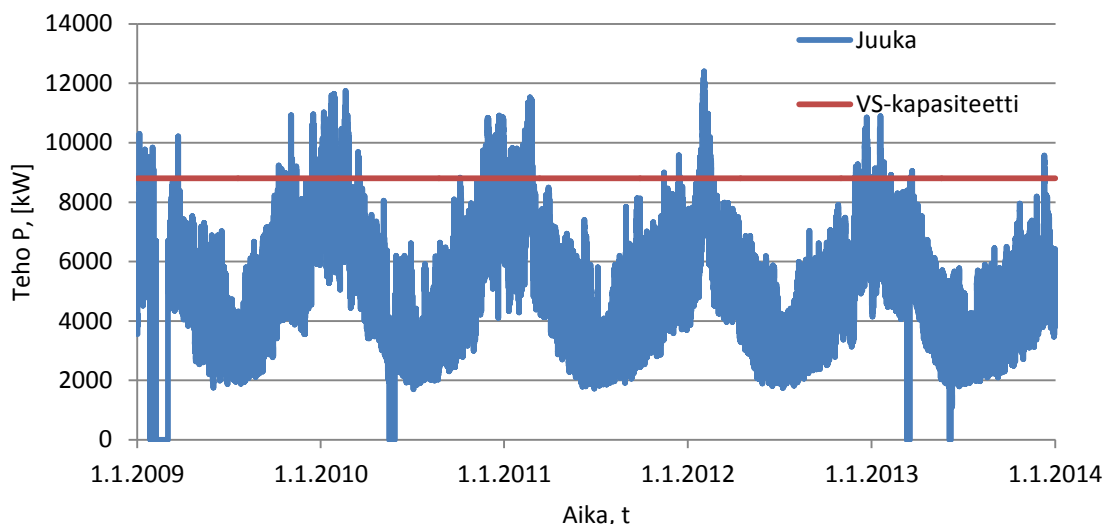
Toisena vaihtoehtona on vahvistaa kahta kolmesta rinnan varasyöttävästä runkojohdosta, koska kolmas päävarasyöttöyhteys VLM-J10–NUR-J02 on tällä hetkellä suurimmalta osiltaan A1132-ilmajohtoa. Päävarasyöttöyhteyden saneeraamisella AHXW185-maakaapeliksi saadaan siirtokapasiteettia lisättyä nykytilanteen 5,7 MW:n tehosta vain 1,3 MW. Toisen varasyöttöyhteyden runkojohdon VLM-J06–NUR-J03 saneeraamisella AHXW185-maakaapeliksi sillä saadaan siirrettyä 6,4 MW. Kahdella saneeratulla varasyöttävällä runkojohdolla on mahdollista siirtää 13 MW. Vaikka Valtimon sähköasemalta olisi mahdollista varasyöttää koko Nurmes, silloin sen päämuuntaja ylikuormittuisi.

Juuasta voidaan siirtää tämän hetkiselä runkojohdolla JKA-J14–NUR-J08 Nurmeksen kiskoon 0,6 MW. Lisäsiirtokapasiteettia ei saada kasvatettua riittävästi saneeraamalla sitä suurempi poikkipintaiseksi, koska runkojohto on jopa 43 km pitkä. Esimerkiksi saneeraamalla koko runkojohto PAS120-ilmakaapeliksi lisäsiirtokapasiteettia saadaan vain 1 MW.

Varavoiman käyttäminen sähköaseman varasyöttämisessä voi olla helpoin ja halvin ratkaisu huipputehotilanteissa tapahtuviin varasyöttötilanteisiin. Jos sähköasemalle lisätään näennäisteholtaan 2 MVA:n varavoimakone, sähköaseman varasyötettävyyttä saadaan 95 %:iin vuoden tunneista. Jos siirrettävä varavoimakone (0,85 MVA) lisättäisiin myös johtolähdölle NUR-J09, seurantalaskentatilanteessa Nurmeksen tehot saisi täysin korvattua. Huipputehon korvaamiseksi vaaditaan parannuksia korvauskapasiteettiin 7 MW.

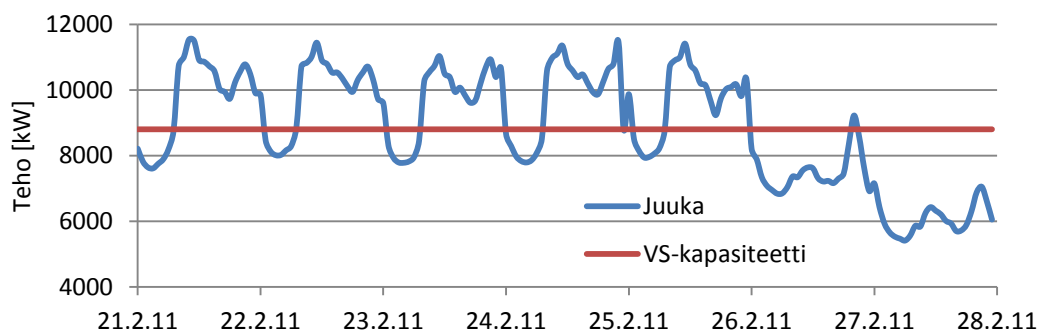
5.2 Juuka

Sähköaseman viiden vuoden ajalta mitattu keskituntiteho on ollut 95 % ajasta varasyötettävissä (8,8 MW). Kokonaan varasyötettävien vuorokausien osuus on ollut 88 %. Mitatulla ajanjaksolla vuorokausien keskituntitehot ovat olleet varasyötettävissä kuvan 13 mukaisesti, jolloin 100 %:n varasyöttöasteeseen ei ole päästy 12 %:ssa vuorokausista. Kuvassa sähköaseman teho on ylittänyt varasyöttökapasiteetin jokaisena vuotena vuoden vaihteessa molemmin puolin. Usein huipputehojaksot ovat kestäneet useita kuukausia.



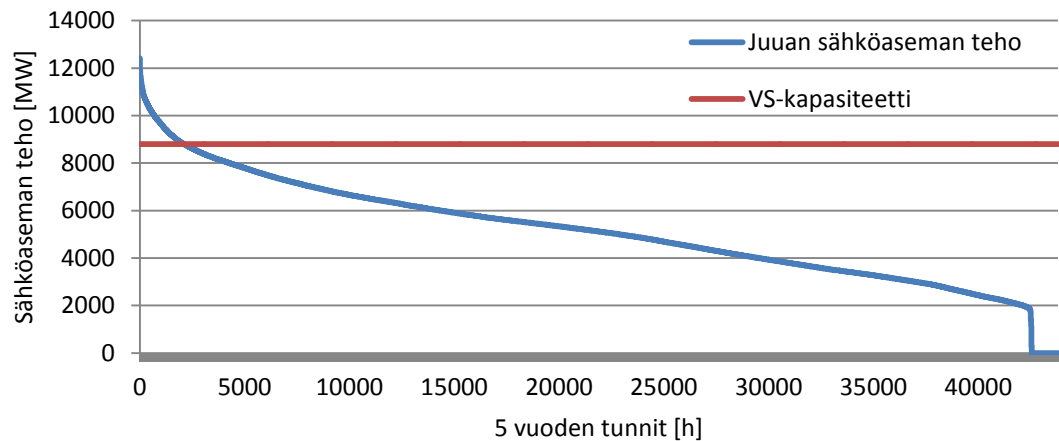
Kuva 13: Juuan viiden vuoden mitattu keskituntiteho ja VS-kapasiteetti.

Vuodenvaihteen 2010–2011 molemmin puolin keskituntiteho on ylittänyt varasyöttökapasiteetin kolmen kuukauden aikana. Kuvasta 15 nähdään, että vuoden 2011 huippu on esiintynyt aikavälillä 21.–28.2., jolloin jokainen arkivuorokausi on varasyötettävissä yöllä ja viikonloppuna vähintään osittain. Tarkasteltaessa suurimman huipputehon vuorokausiprofiilia nähdään, kuinka suuri on viikon sisäinen vuorokausivaihtelu. Aamuyön tunteina 0–6 sähköasema on täysin varasyötettävissä, ja huippu esiintyy aamupäivällä noin kello kymmeneltä. Tuntien 15–16 aikana keskituntiteho laskee hieman, mutta kasvaa taas hieman kello 16–22.



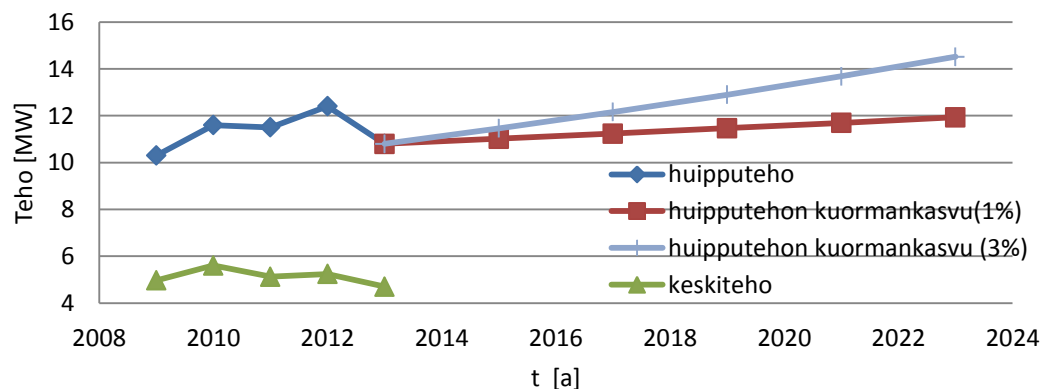
Kuva 14: Aikavälin 21.–28.2. keskitettoprofiili.

Kuvassa 15 Juuan keskituntitehoista on muodostettu pysyvyyskäyrä, jota verrataan varasyöttökapasiteettiin. Kuvasta huomataan, että keskituntitehot ovat pääsääntöisesti varasyöttökapasiteetin rajoissa ja yli 10 MW:n huipputehot ovat vain 2 % koko ajasta. Parantamalla nykyistä varasyöttökapasiteettia 2 MW sähköaseman teho on varasyötettävissä 99,5 % ajasta.



Kuva 15. Juuan sähköaseman viiden vuoden keskituntitehosta muodostettu pysyvyyskäyrä sekä varasyöttökapasiteetti.

Kuvassa 16 on esitetty sähköaseman huippu- ja keskitehot vuosilta 2009–2013 sekä 1:n ja 3 %/a:n kuormankasvuennuste kymmenelle vuodelle. Vuosien 2009–2013 keskitehot ovat pysyneet 5–5,5 MW:n tasolla huipputehojen vaihdellessa suuremmalla tehoalueella 10,3–12,4 MW. Vuoden 2013 keski- ja huipputehot ovat selvästi pienempiä kuin vastaavat tehot vuonna 2012. Kymmenen vuoden 1:n ja 3 %/a:n kuormankasvulla huipputeho vaihtelee 11,9–14,5 MW, ja keskiteho 5,2–6,3 MW. Kuormankasvuprosentti voi olla myös negatiivinen, koska suurimmat kuormat ovat olleet Nunnanlahden kiviteollisuusalueella, jossa sähkönkäyttö voi myös vähentyä ja alueen väestökehitys on ollut negatiivista viime vuosikymmenen aikana. [26]



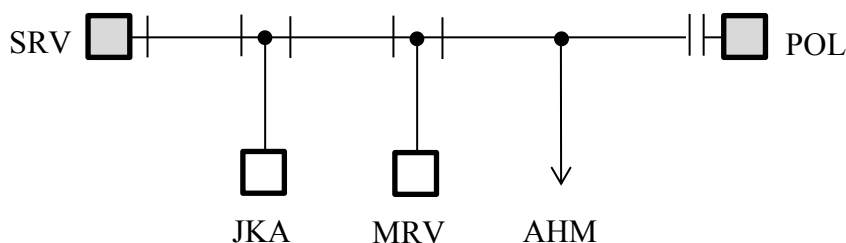
Kuva 16: Juuan keski- ja huipputehot 2009–2013 sekä 10 vuoden ennuste 1:n ja 3 %/a:n kuormankasvulla.

Sähköjärjestelmän epäluotettavuus

Juuka sijaitsee Polvijärven (POL) ja Särkivaaran (SRV) kytkinaseman välissä 110 kV:n siirtojohdon renkaassa. Normaalisti tehonsiirtosuunta on Särkivaarasta, mutta myös Polvijärveltä on mahdollista syöttää johdolla sijaitsevia sähköasemia tarvittaessa. Siirtojohdon SRV–POL kokonaispituus on 74,5 km, josta johto-osuuden SRK–JKA pituus on 29,5 km ja POL–JKA 45 km.

Siirtoverkko on luotettava, ja molempien siirtosuuntien yhtäaikainen pysyvän vikaantumisen aiheuttama epäluotettavuus on pieni. Tämä johtuu siitä, että siirtoverkon epäluotettavuus on vain $1,56 \cdot 10^{-6}$, kun sähköasemateho on korvauskapasiteettia pienempää. Vuoden epäluotettavuus on $0,6 \cdot 10^{-3}$.

Varasyöttävät sähköasemat sijaitsevat siirtojohdolla, joten pysyvä vika johto-osuudella JKA–MRV irrottaa lyhytaikaisesti molemmat varasyöttävät sähköasemat siirtoverkosta. Tällöin siirtosuunnan vaihtaminen Polvijärveltä kestää tietyn ajan, ja vikapaikka voidaan rajata erotinkytkentöjä tekemällä ja siirtosuuntaa vaihtamalla. Toisaalta pysyvä vika välillä MRV–POL irrottaa johdosta toisen Juukaa varasyöttävän sähköaseman (AHM), koska Ahmovaaraa syöttävän haaran solmupisteestä puuttuvat erottimet. Alla olevassa kuvassa on esitetty siirtojohdon SRV–POL asemat sekä johdolla sijaitsevat erottimet.



Kuva 17: Kytkinasemien välinen siirtoverkko, jonka varrella on kolme 110/20 kV:n sähköasemaa. Ahmovaaraa syöttävän haaran solmupiste on käytännössä kiinni Martonvaaran sähköasemalla.

Juuan sähköaseman päämuuntajan, pääkatkaisijan ja mittamuuntajan epäluotettavuus on $0,4 \cdot 10^{-3}$, kun teho on (5 % vuodesta) varasyöttökapasiteettia suurempaa. Kun huomioidaan osittain tai kokonaan ei-varasyötettävien vuorokausien osuus (12 % vuodesta), epäluotettavuus on $0,9 \cdot 10^{-3}$ ja koko vuoden epäluotettavuus on $8,0 \cdot 10^{-3}$.

Sähköasemalla on pääkisko-apukiskojärjestelmä, joten yksistään pääkiskon vikaantumisessa voidaan apukiskolla jatkaa sähköntoimitusta. Koko kiskojärjestelmän vikaantuminen on epätodennäköistä, mutta sen vikaantuessa johtolähtöjen korvaaminen on ongelmallista. Kiskon epäluotettavuus on samaa tasoa kuin muilla saman riskiluokan 1 sähköasemilla, ja 5 %:n aikana vuodesta epäluotettavuus on $80,6 \cdot 10^{-6}$.

Kun tarkastellaan koko sähköjärjestelmän luotettavuutta siirtoverkosta sähköaseman kiskoon, voidaan vetää johtopäätös, että Juuan sähköasema ja sen siirtoverkko ovat luotettavia. Epäluotettavuus 5 %:n aikana vuodesta on vain $486,50 \cdot 10^{-6}$.

5.2.1 Toimenpiteet varasyöttöasteen parantamiseksi

Varasyöttöastetta on helpointa parantaa rakentamalla päävarasyöttöyhteys siten, että runkojohdon syöttämä Nunnanlahden 3,0 MW teho olisi siirrettävissä omalle johtolähdölleen. Nunnanlahden tehon korvaamiseksi varavoima on realistinen vaihtoehto, mutta varasyöttävän johtolähdön vahvistaminen tai uuden rakentaminen Juuan ja Ahmovaaran välille parantaisi tilannetta olennaisesti myös Ahmovaaran varasyöttämisen kannalta.

Saneeraamalla varasyöttävä runkojohto AHXW185-maakaapeliksi saadaan seurantalaskentatilanteessa Juuan kiskojännitteeksi kompensatiokondensaattorit kytkettynä 20,4 kV ja ilman 19,66 kV, 3,2 MW:n sähköasemateholla laskettuna. Ilman rinnakkaiskondensaattoreita kiskoon voidaan syöttää noin 3,8 MW ja kondensaattoreiden kanssa 5,5 MW, mutta suurien tehojen siirrossa on huomioitava maakaapelin kuormitusaste. Saneerauksen jälkeen toista varasyöttöyhteyttä ei tarvitse kytkeä rinnalle, eikä kevennyksiä vaadita seurantalaskentatilanteessa kuin vain noin 1 MW ja huipputehotilanteessa 2 MW. Varasyöttävän päämuuntajan kuormitusaste on silloin seuranatalaskentatilanteessa noin 90 % ja huipputehotilanteessa 104 %. Alla olevassa taulukossa 109 on laskettuna nyky- ja saneeratun runkojohdon vaikutus varasyöttötilanteeseen. Laskennassa on käytetty 3,3 MW:n Juuan sähköasematehoa, jolloin johtolähdöt JKA-J10 ja -J13 ovat olleet kiinni kiskossa ja tehoa on ollut runkojohdolla 3,2 MW.

Taulukko 109: Varasyöttävän runkojohdon JKA-J05–AHM-J05 nykytilanteen ja saneerauksen tulokset.

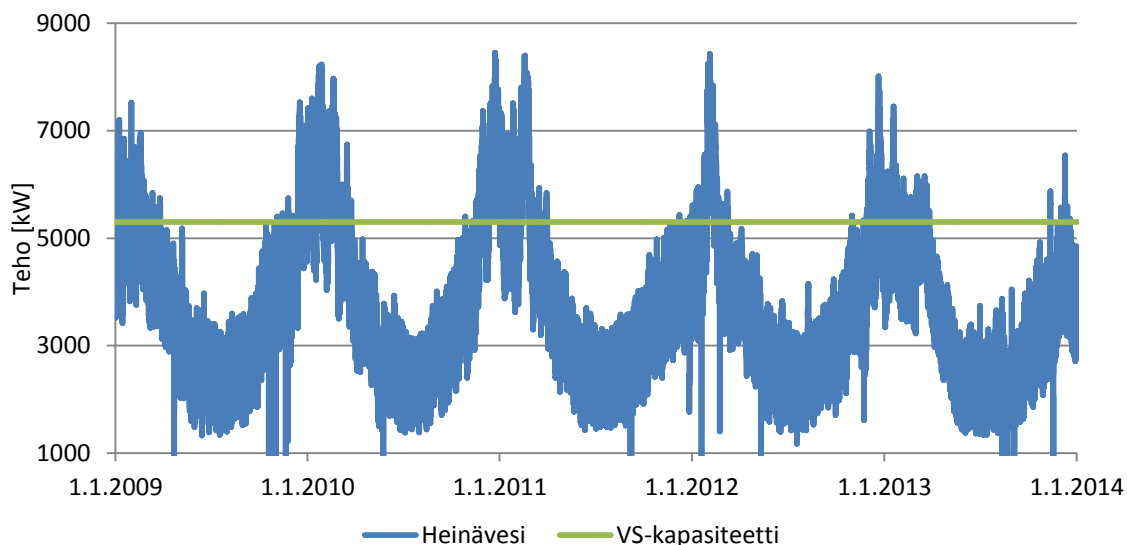
Kiskoon sähköiset arvot	Jännite [kV]		Jännitteenalenema syötöstä [%]		Jännitejäykkyys [%/MW]		Laskennassa käytetty SA-teho [MW]	Kiskoon siirrettävä teho [MW]	
Kompensatiokondensaattorien tila	on	off	on	off	on	off		on	off
Nykytilanteen runkojohto: Useita johtolaatuja	18,5	16,5	12,6	22,2	5,1	6,6	3,2	1,3	0
Saneerattu runkojohto: AHX-W185	20,4	19,7	4,2	7,3	2,0	2,2	3,2	5,5	3,8

Yksi vaihtoehto varasyöttävän runkojohdon saneeraukseen on ohittaa runkojohdolla sijaitseva Nunnanlahti, jonka ohittamiseen voidaan rakentaa esimerkiksi AHXW185-maakaapeli erottimelta E6663 muuntamolle 9069. Nunnanlahden ohittamisen jälkeen kiskoon voidaan siirtää 4 MW, mutta saarekkeeseen jäävä (3 MW) teho joudutaan korvaamaan vaihtoehtoista reittiä pitkin joko Ahmovaaran tai Martonvaaran johtolähdöillä tai tuomalla alueelle siirrettävää varavoimaa. Varavoima voidaan sijoittaa erottimen A6918 ja muuntamon 6653 läheisyyteen.

Nykyverkolla kiskoviassa seurantalaskentatilanteessa saadaan korvattua 63 % johtolähtöjen yhteenlasketusta tehosta. Varasyöttävän runkojohdon saneerauksella kiskoviassa on mahdollista korvata samat johtolähdöt kuin päämuuntajaviassa, mutta verkkoon on lisättävä erotinkoppi ja sen sisälle rinnakkaiskondensaattorin kytkentämahdollisuus. Erotinkoppiin on asennettava vähintään erottimet varasyöttävältä runkojohdolta johtolähdöille JKA-J10 ja JKA-J13, koska muiden johtolähtöjen tehot voidaan korvata toisia yhteyksiä pitkin. Johtolähdöt JKA-J10 ja -J13 voidaan korvata myös kahdella näennäisteholtaan 2 MVA suuruisella varavoimakoneella.

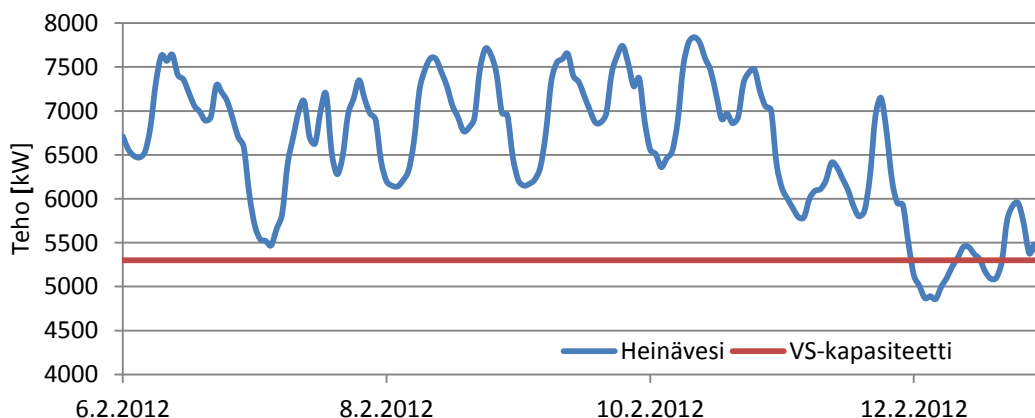
5.3 Heinävesi

Sähköaseman viiden vuoden mitattu keskituntiteho on ollut 86 % tunneista varasyötettävissä (alle 5,3 MW) ja vuorokausista 74,5 % (272 d) on ollut kokonaan varasyötettävissä ja 20,5 % (74 d) osittain. 5 %:ssa (18 d) vuorokausista varasyöttö ei ole ollut täysin mahdollista. Kuvassa 18 nähdään, että varasyöttö onnistuu yleensä huhti–marraskuun aikana, jolloin keskituntiteho pysyttelee alle varasyöttökapasiteetin. Huipputehot esiintyvät vuosittain vuoden vaihteen molemmilla puolella, ja vuosien väliset vaihtelut ovat suuria.



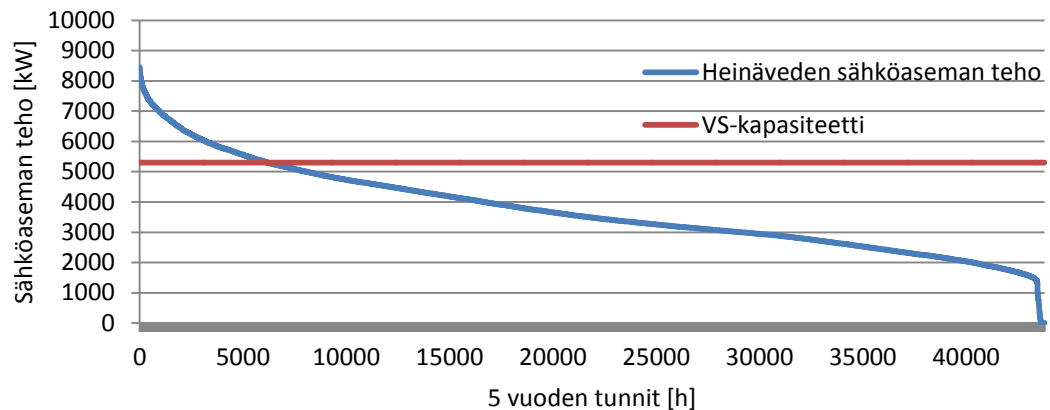
Kuva 18: Heinäveden viiden vuoden keskituntiteho ja VS-kapasiteetti.

Kuvassa 17 on esitettyä 6.–13.2.2012 viikon mittaisen jakson vuorokausiprofiili. Kuvasta huomataan, että mitattu teho on ollut lähes koko viikon varasyöttökapasiteettia suurempaa. Keskituntitehon vuorokausiprofiili arkipäivinä on samantyyppinen kuin muillakin sähköasemilla, ja sähkönkulutus laskee viikonlopuksi.



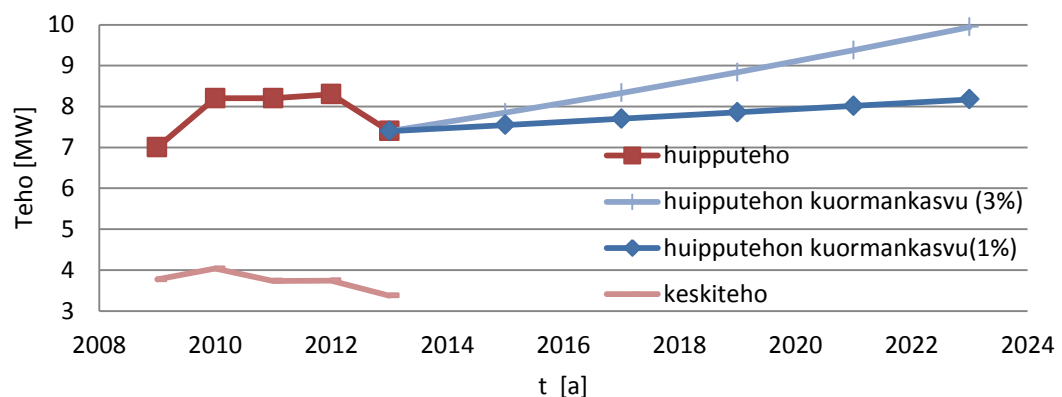
Kuva 19: Vuoden 2012 huipputehon viikkoprofiili.

Kuvassa 20 on Heinäveden sähköaseman viiden vuoden ajalta mitatun keskituntitehon pysyvyyskäyrä ja varasyöttökapasiteetti. Kuvasta nähdään, että varasyöttökapasiteetti on ollut riittämätöntä 6 132 vuorokautta, joka on 14,0 % koko tarkastelujaksosta. Keskimäärin viidestä vuodesta 0,7 vuotta on ollut kokonaan yli varasyöttökapasiteetin. Pysyvyyskäyrästä nähdään, että korvauskapasiteettia on nostettava 1 MW, jotta teho olisi varasyötettävissä 95 % ajasta ja nostamalla varasyöttökapasiteettia 2 MW sähköaseman tehot ovat varasyötettävissä 99 % ajasta.



Kuva 20: Heinäveden pysyvyyskäyrä ja varasyöttökapasiteetti.

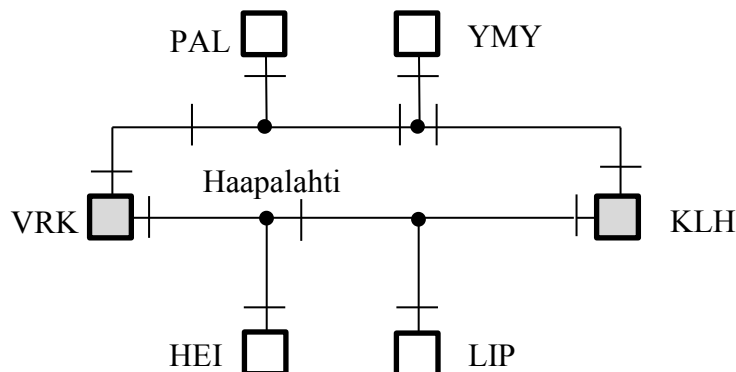
Kuvassa 21 vuosien 2009–2013 huipputehot ovat vaihdelleet 7–8,3 MW ja keskituntitehot 3,4–4 MW. Vuoden 2013 huipputeho on ollut 0,9 MW pienempi edelliseen vuoteen verrattuna. Ennustettu huipputeho 1 %/a kuormankasvulla on vuonna 2023 vuosien 2010–2013 tasolla, noin 8,2 MW. Vuonna 2023 3 %/a:n kuormankasvulla huipputeho on 10 MW. Heinäveden sähköaseman huipputehot ovat tuskin tulevaisuudessa yli 8,5 MW, koska alueen väestönkehitys on negatiivista [26].



Kuva 21: Heinäveden keskituntiteho ja huipputeho vuosilta 2009–2013 sekä 1:n ja 3 %/a:n kuormankasvuennuste.

Sähköjärjestelmän epäluotettavuus

Sähköasema sijaitsee 110 kV:n kantaverkon renkaassa Varkauden (VAR) ja Kontiolahden (KLH) välissä PKSS:n omistamalla haaralla. Johto-osuuden VAR–KLH kokonaispituus on noin 85 km ja Haapalahti–HEI pituus on 8,7 km. Varasyöttävä Palokin sähköasema ei kytkeydy samaan siirtojohtoon, mikä parantaa sähköaseman luotettavuutta siirtoverkossa tapahtuvaa vikaa ajatellen, koska osa sähköaseman tehosta voidaan korvata. Toisaalta Liperin sähköasema sijaitsee samalla siirtojohdolla VAR–KLH kuin Heinävesi, jolloin vika Haapalahden ja Kontiolahden välillä asettaa Liperin varasyöttöön. Siirtoverkon rakenne on esitetty kuvassa 22.



Kuva 22: Siirtoverkko VRK–KLH.

Siirtoverkon epäluotettavuus 14 %:n aikana vuodesta on $4,7 \cdot 10^{-3}$. Heinävedellä on yksi 16 MVA:n päämuuntaja ja pääkisko-apukiskojärjestelmä. Päämuuntajan, pääkatkaisijan ja mittamuuntajan epäluotettavuutta parantaa pääkatkaisijan ohikytkettävyys, jolloin järjestelmän vuoden aikainen epäluotettavuus on $6 \cdot 10^{-3}$. Jos korvauskapasiteetti jää sähköasematehoa pienemmäksi (6,3 MW), epäluotettavuus on 14 %:n aikana vuodesta $0,9 \cdot 10^{-3}$. Pääkisko-apukiskojärjestelmän luotettavuus on samaa tasoa kuin pelkän yksikiskojärjestelmän, koska kiskovika toisessa kiskossa vikaannuttaa myös toisen kiskon. Tällöin vuoden aikaiseksi epäluotettavuudeksi saadaan $8,0 \cdot 10^{-3}$. Yhteenlaskettu siirtoverkon ja kiskon välinen epäluotettavuus on $5,8 \cdot 10^{-3}$, joten voimajärjestelmän luotettavuus on hyvää tasoa.

5.3.1 Toimenpiteet varasyöttöasteen parantamiseksi

Seurantalaskentatilanteessa sähköaseman tehosta (6 MW) jää uupumaan 0,7 MW, joka saadaan korvattua esimerkiksi siirrettävällä varavoimalla tai saneeraamalla varasyöttävää runkojohtoa suurempi poikkipintaiseksi. Runkojohdon saneeraaminen Pigeonilmajohtojen osalta ei ole kannattavaa, koska ne on jo saneerattu vuonna 2009. Siirrettävän varavoiman tuominen johtolähdölle HEI-J14 on mahdollista, jos varavoimakoneen ja siirrettävän muuntajan nimellistehot ovat vähintään 0,8 MVA, koska johtolähdön jakelumuuntajat ovat nimellisteholtaan suurimmillaan vain 200 kVA. Huipputehtilanteessa (8 MW) tehovajasta varasyöttötilanteessa on 2,3 MW, jonka korvaamiseksi vaaditaan useampi varavoimakone.

Yhtenä vaihtoehtona on rakentaa 110/20 kV:n piensähköasema, josta korvataan osa Heinäveden johtolähdöistä ja josta olisi vahva varasyöttöyhteys. Toisaalta piensähköaseman rakennuskustannukset ja liittymismaksu kantaverkkoon voivat olla hyötyihin suhteutettuna liian korkeita. Pelkän 110 kV:n kevyen sähköaseman kustannus vuoden 2014 EMV-hinnaston mukaan on noin 0,4 M€ ja kantaverkkoon liittymismaksu on 0,5 M€. Lisäksi on huomioitava muut sähköasemaan ja verkkoon liittyvät rakennuskustannukset.

Kantaverkkoon liittyminen ei kuitenkaan välttämättä aiheuta kustannuksia, jos ”samaan voimajohtoliityntään lisätään toinen enintään 25 MVA muuntaja, liittyvä asiakas maksaa tästä liittymismaksua 0,5 M€. Mikäli tällaisessa tapauksessa sähköaseman kantaverkolle aiheuttama siirtotarve ei ylitä 25 MVA, liittymismaksua ei peritä” [24]. [25]

Siirtokapasiteettia on mahdollista lisätä rakentamalla Palokista esimerkiksi vesistökaapeli tai kaksi rinnakkaista PAS150-johtoa, mutta huipputehotilanteessa ongelmaksi muodostuu Palokin 8 MVA:n nimellistehoisen päämuuntajan ylikuormittuminen. Toisaalta huipputehotilanteet sijoittuvat talvikuukausille, jolloin päämuuntajaa voidaan ylikuormittaa.

Jos runkojohto saneerataan kahdeksi rinnakkaiseksi PAS150-johdoksi, sähköaseman tehot saadaan korvattua täysin seurantalaskenta- ja huipputehotilanteessa yhdellä varasyöttöyhteydellä. Ilman Heinäveden johtolähtöjen kevennyksiä Palokin päämuuntajan kuormitusaste on huipputehotilanteessa 120 %. Jos Liperistä kevennetään johtolähtö HEI-J11, päämuuntajan kuormitusaste on 100 %. Kahdella rinnakkaisella PAS150-johdolla voidaan siirtää sähköasemalle 7,5 MW, jos varasyöttävän sähköaseman kiskojännite nostetaan 21,2 kV. Tällöin jännitejälkykyys Heinäveden kiskossa on 2,6 %/MW.

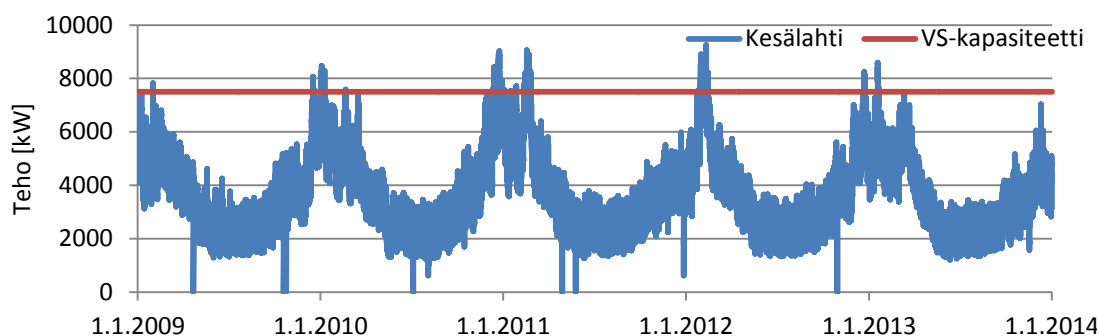
Uuden varasyöttöyhteyden rakentaminen Palokista Kermajärven yli vaatii noin 10 km vesistökaapelia ja 10 km avojohtoa/maakaapelia. Kuvassa 23 on esitetty mahdollisen varasyöttöyhteyden reitti, jonka rakenteena on esimerkiksi PAS120- johto maaosuuksille ja MA185-vesistökaapeli järvelle. Syöttävän sähköaseman 20,5 kV:n kiskojännitteellä ja 5 %:n jännitteenalenemalla saadaan siirrettyä 3,6 MW. Rakentamalla johto AHX-W185 maa- ja vesistökaapelilla saadaan 5 %:n jännitteenalemalla siirrettyä 5,2 MW (ilman kompensointikondensaattoreita). Uudella ja nykyisellä varasyöttökapasiteetilla on mahdollista korvata Heinävesi huipputehon aikana, mutta tässäkin tilanteessa on huomioitava Palokin päämuuntajan kuormitusaste.



Kuva 23: Esimerkki: Palokin ja Heinäveden uusi osittain vesistökaapelilla rakennettu varasyöttöyhteys.

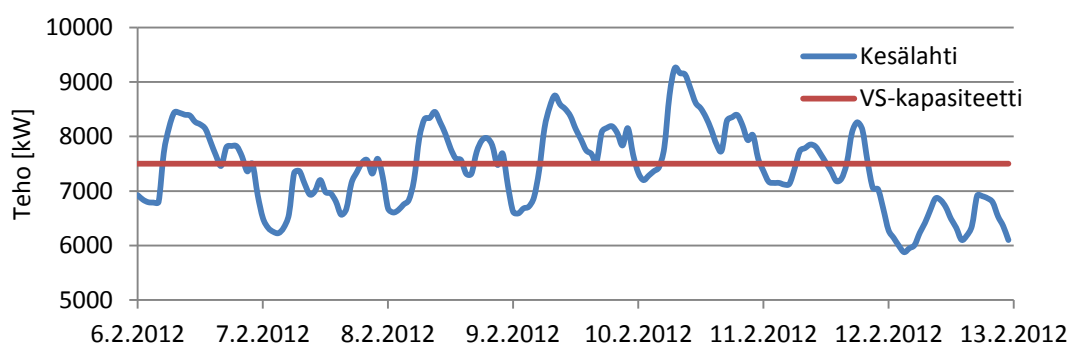
5.4 Kesälahti

Viiden vuoden aikana sähköasemalla mitatut keskituntitehot ovat olleet varasyötettävissä 99,0 % vuoden tunteista. Huipputehot ovat keskittyneet kylmille kuukausille. Kuvassa 24 on viiden vuoden keskituntiteho ja varasyöttökapasiteetti. Keskimäärin vuodessa on 0,05 % (0,2 d) vuorokautta, jolloin varasyöttö ei ole mahdollista. Varasyöttö voidaan toteuttaa vuorokauden jokaisen tuntina 96,8 %:ssa vuorokausista. Kuvasta nähdään selkeästi, että huipputehot esiintyvät vuoden vaihteessa tai alkutalvella, ja ne esiintyvät hetkittäin.



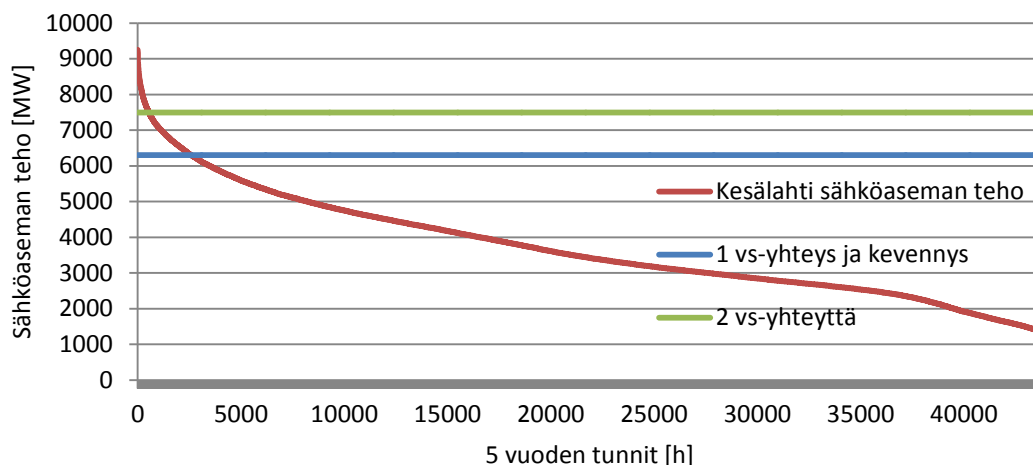
Kuva 24: Kesälahden sähköaseman viiden vuoden keskituntiteho ja varasyöttökapasiteetti.

Vuoden 2012 huipputeho on esiintynyt aikavälillä 6.–13.2.2012, jonka vuorokausiteho-profiili on esitetty kuvassa 25. Jokaisena vuorokautena sähköasema on varasyötettävissä osittain tai kokonaan. Arkena sähköasema on varasyötettävissä yleensä öisin ja osittain myös päivisin. Viikon viimeisenä päivänä teho on täysin alle varasyöttökapasiteetin. Kuvasta voidaan päätellä, että huipputehotilanteet esiintyvät vain tiettyinä päivinä ja tunteina.



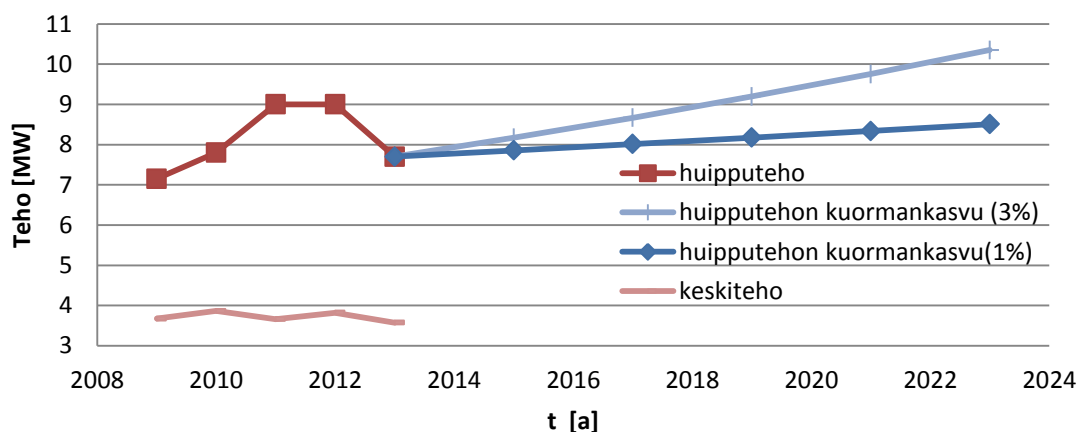
Kuva 25: Kesälahden keskituntiteho aikavälillä 6.2.–13.2.2012.

Kuvassa 26 verrataan mitatun tehon pysyvyyskäyrää varasyöttökapasiteettiin. Nykytilanteessa sähköaseman tehot saadaan korvattua yhdellä varasyöttöyhteydellä ja kevenyksellä 95 % ajasta ja kahdella varasyöttöyhteydellä 99 % ajasta. Tästä voidaan päätellä, että varasyöttökapasiteetin suurentamisella parannetaan vain 1 %:n ajan tehonvajausta. Jos varasyöttökapasiteettia lisätään nykyisestä 2 MW, sähköasema saadaan korvattua täysin.



Kuva 26: Kesälahden sähköaseman viiden vuoden keskituntitehosta muodostettu pysyvyyskäyrä.

Vuosina 2009–2013 keskituntiteho on ollut keskimäärin 3,7–3,8 MW, kun taas huipputeho on vaihdellut 7–9 MW. Vuosina 2011 ja 2012 esiintynyt 9 MW:n huipputeho on ollut 1,3 MW suurempi kuin vuonna 2013. Kuvasta 23 nähdään, että ennustettu huipputeho vuonna 2023 vaihtelee vuotuisesta kuormankasvusta riippuen 8,5–10,3 MW. Sähköaseman huipputeho saattaa jopa pienentyä, jolloin nykyinen varasyöttöaste voi tulevaisuudessa pysyä hyvällä tasolla.



Kuva 27: Keskituntiteho ja huipputeho vuosilta 2009–2013 sekä 1:n ja 3 %/a:n kuormankasvuennuste.

Sähköjärjestelmän epäluotettavuus

Kesälahti sijaitsee kantaverkon kytkinasemien Puhoksen (PUH) ja Änkilän (ÄNK) muodostamassa renkaassa. Normaalin sähkönsiirtosuunnan 110 kV:n siirtojohdon PUH–KSL pituus on 24 km ja suunnan ÄNK–KSL johdon pituus on 70 km. Molempien sähkönsiirtosuuntien yhtäaikainen epäluotettavuus 1 %:n aikana on $0,08 \cdot 10^{-6}$. Päämuuntajan vikaantuminen tai siihen liittyvien komponenttien vikaantuminen ei aiheuta ongelmaa sähköaseman varasyötettävyydelle 99 % vuodesta. Sähköaseman luotettavuutta lisää pääkatkaisijan rinnalla oleva ohituskytkentämahdollisuus. 16 MVA:n päämuuntajan, pääkatkaisijan ja mittamuuntajan epäluotettavuus vuoden ei-varasyötettävänä vuorokausina (3,2 %) on $0,25 \cdot 10^{-3}$. Vuoden jokaisena ei-varasyötettävänä tuntina (1 %) epäluotettavuus on vain $65,1 \cdot 10^{-6}$.

Pääkisko-apukiskojärjestelmän vikaantuminen on erittäin epätodennäköistä. Jos kuitenkin molemmat kiskot vikaantuvat yhtä aikaa, johtolähtöjen tehosta 60 % joudutaan kytkemään irti verkosta, vaikka osa tehosta (0,8 MW) korvattaisiin Parikkalan Valon verkosta. Ellei Parikkalan yhteyksiä ole käytettävissä, sähköaseman tehosta voi korvata vain 28 % (1,8 MW). Sähköasemalla sijaitsevia kompensatiokondensaattoreita ei saada kytketyksi johtolähtiin, joten varasyöttävällä runkojohdolla tehoa ei saada siirrettyä riittävästi. Kiskojärjestelmän epäluotettavuus on 1 %:n ajan vuodesta $16 \cdot 10^{-6}$. Koko sähköjärjestelmän epäluotettavuus puolestaan on $81,0 \cdot 10^{-6}$, eli voimajärjestelmä on erittäin luotettava.

5.4.1 Toimenpiteet varasyöttöasteen parantamiseksi

Kesälahden varasyöttöä voidaan parantaa saneeraamalla varasyöttävä runkojohto suurempi poikkipintaiseksi tai jakamalla johtolähtö PUH-J04 kahteen johtolähtöön. Tällä toisella johtolähdöllä voitaisiin syöttää tämän hetkisen varasyöttöyhteyden rinnalla.

Seurantalaskentatilanteessa nykyverkolla voidaan syöttää johtolähdöllä PUH-J04 Kesälahden kahden johtolähdön KSL-J10 ja -J12 kautta koko sähköasemateho 6,3 MW, jolloin Kesälahden kiskojännite on 19,9 kV ja jännitejännitys 2,5 %/MW. Tässä tilanteessa suurin 58 %:n kuormitusaste on Puhokselta lähtevällä Loviisa-ilmajohtolla. Kahdella rinnakkaisella yhteydellä on mahdollista varasyöttää noin 7,5 MW.

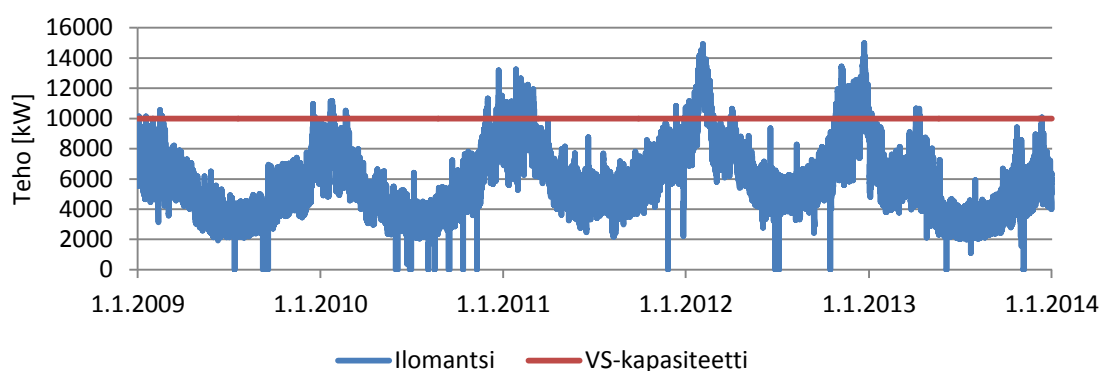
Huipputehotilanteessa (9 MW) sähköaseman varasyöttäminen kahdella rinnakkaisella yhteydellä ei ole mahdollista nykyverkolla, joten vähintään toista yhteyttä on saneerattava suurempi poikkipintaiseksi. Jos runkojohtosta PUH-J04–KSL-J10 saneerataan 8 km erottimelle E3034 AHXW185-maakaapeliksi, tehoa voidaan siirtää yhdellä yhteydellä sähköasemalle noin 5 MW. Silloin kahdella rinnakkaisella varasyöttöyhteydellä verkostolaskennantuloksena saadaan, että koko sähköasema voidaan korvata, kun kiskojännite on noin 19,4 kV. Jännitejännitys kiskossa on 2,4 %/MW. Jos kiskojännite halutaan yli 19,5 kV:n, runkojohtoa joudutaan saneeraamaan pidemmältä matkalta. Jos koko varasyöttävä runkojohto saneerataan AHXW185-maakaapeliksi, kiskoon voidaan siirtää noin 7,5 MW ja kiskon jännitejännitys on 1,6 %/MW. Saneerauksen jälkeen sähköaseman varasyötettävissä oleva kokonaisteho voi olla 10 MW. Puhoksen päämuuntajat eivät ylikuormitu suurillakaan tehoilla, koska sen rinnankäyttökapasiteetti on 32 MW ja oma huipputeho noin 10 MW.

Kiskoviassa yhdistämällä johtolähdöt KSL-J10 ja KSL-J05 saadaan korvattua Kesälahden taajama, mutta silloin KSL-J12 jää jännitteettömäksi. Seurantalaskentatilanteessa taajaman KSL-J05 PJ-solmujännitteet olisivat 210–220 V. Johtolähtöjen KSL-J12 ja KSL-J10 väliin ei ole järkevää asentaa erotinta, koska koko korvattavan verkon jännitteenalenemat kasvavat liikaa ja PJ-solmujännitteet ovat pienimmillään 150 V.

Tulevaisuudessa Kesälahden sähköasema saneerataan, sen läheisyyteen rakennetaan ohituskoppi ja taajama kaapeloidaan. Ohituskopissa johtolähdöt KSL-J10 ja KSL-J05 voidaan yhdistää ja sinne asennetaan rinnakkaiskondensaattorin kytkentämahdollisuus. Sähköasemalla johtolähdöt jaetaan kahdelle rinnakkaiselle kiskojärjestelmälle. Ensimmäinen kisko syöttää johtolähdöt KSL-J05, -J10 ja -J09, jolloin toisen kisko syötettäväksi jäävät KSL-J12, -J06 ja -J11. Myös varasyöttävä PUH-J04 jaetaan kahteen johtolähtöön.

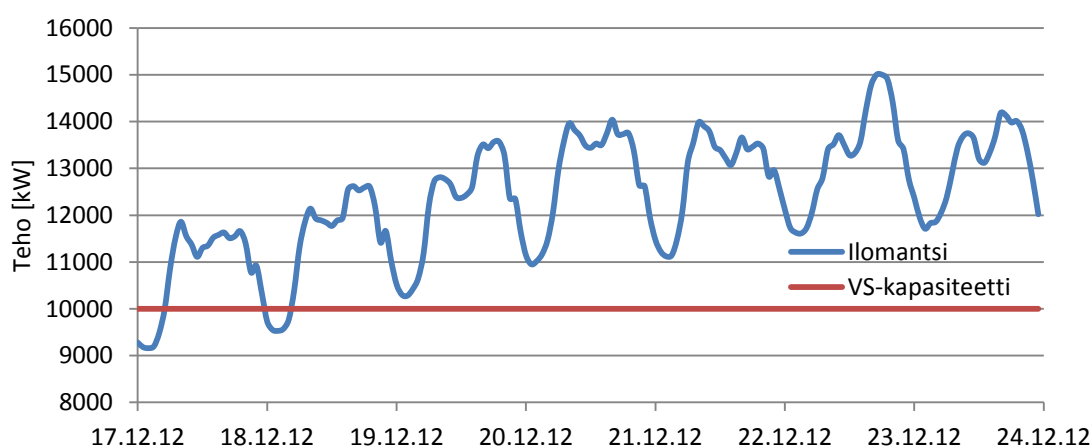
5.5 Ilomantsi

Ilomantsin viiden vuoden ajalta mitattu keskituntiteho (alle 10 MW) on ollut varasyötettävissä keskimäärin 95 % ajasta. Keskimäärin vuodessa on ollut 90 % (328 d) kokonaan varasyötettäviä vuorokausia ja osittain varasyötettäviä 8,5 % (32 d). Kuvasta 28 nähdään, että Ilomantsin huipputehot ajoittuvat vuodenvaihteisiin ja vuosien väliset vaihtelut ovat suuria. Suunniteltu varasyöttö tulisi ajoittaa kuvan mukaisesti helmikuun ja marraskuun väliin, jolloin teho on yleensä alle 10 MW. Vuonna 2013 sähköasemateho on pysytellyt alle 10,4 MW:n lähes koko vuoden ajan, joten se on ollut varasyötettävissä 99,9 % vuodesta.



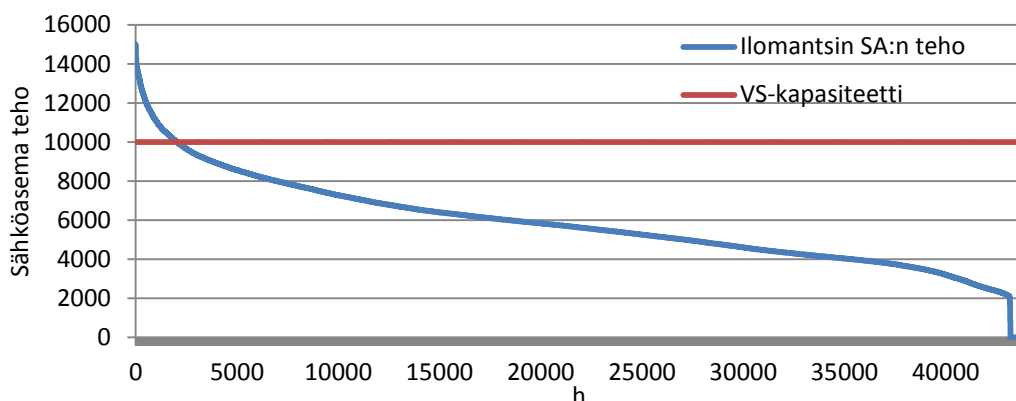
Kuva 28: Ilomantsin mitattu keskituntiteho vuosilta 2009–2013.

Vuonna 2012 huipputeho ajoittuu joulukuun loppuun, jolloin viikon mittaisen jakson vuorokausiprofiili on kuvan 29 mukainen. Viikon ensimmäisenä ja toisena vuorokautena sähköasema on ollut osittain varasyötettävä, kun taas muina vuorokausina teho on ollut varasyöttökapasiteettia suurempaa. Erikoista tässä joulua edeltävässä viikossa on, että teho ei pienene viikon viimeisinä päivinä, vaan huippu esiintyy lauantai-iltana noin kello 18. Muita yhtä suuritehoisia viikkoja mittausajanjaksolla ei esiintynyt, joten kuvan 29 esittämä viikko on yksittäistapaus.



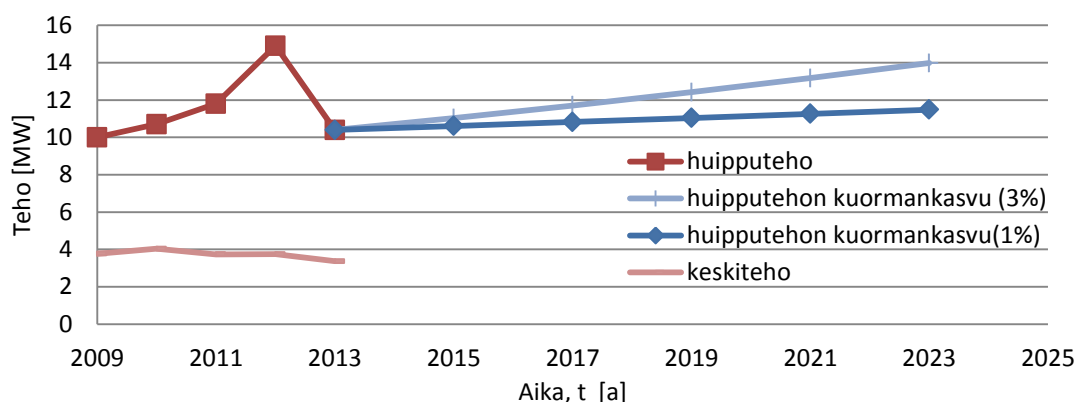
Kuva 29: Aikavälin 17.–23.12.2012 keskituntiteho viikkoprofiili.

Kuvassa 30 on esitetty mitatuista keskituntitehoista muodostettu pysyvyyskäyrä, jota verrataan varasyöttökapasiteettiin. Kuvasta nähdään, että lisäämällä varasyöttökapasiteettia 1 MW, sähköaseman teho saadaan varasyötettyä 98 % ajasta. Jos taas varasyöttökapasiteettia lisätään 2 MW, varasyötettävyys on jo 99 % ajasta.



Kuva 30: Ilomantsin keskituntitehoista muodostettu pysyvyyskäyrä ja VS-kapasiteetti.

Vuosina 2009–2013 keskiteho on vaihdellut 3,4–4,0 MW, ja huipputeho on vaihdellut 10–14,9 MW. Kuvasta 31 nähdään, että huipputehot ovat kasvaneet vuoteen 2012 asti, jonka jälkeen vuonna 2013 huipputeho romahti 10,4 MW:iin. Ennustetulla 3 %/a:n kuormankasvulla huipputeho vuonna 2023 on 14 MW.



Kuva 31: Ilomantsin mitattu keski- ja huipputeho 2009–2013 sekä huipputehoennuste 1:n ja 3 %/a:n kuormankasvulla.

Sähköjärjestelmän epäluotettavuus

Sähköasema sijaitsee Pamilosta (PAM) lähtevän 110 kV:n haaran päätepisteessä. Haara on noin 32 km pitkä, ja sen varrella sijaitsee Pampalon kultakaivokselle haarautuva johdot. Siirtojohdon PAM–ILO pysyvä vikaantuminen asettaa Ilomantsin sähköaseman automaattisesti varasyöttöön, koska korvaavaa siirtosuuntaa ei ole käytettävissä. Ilomantsin sähköasemalle on lähitulevaisuudessa suunnitteilla 45 kV:n siirtojohdon rakentaminen Tuupovaarasta, jolloin Ilomantsin sähköasema saadaan liitettyä siirtoverkon renkaaseen. [27]

Koska vuoden varasyöttävien tuntien osuus on vain 5 % vuodesta, siirtoverkon epäluotettavuus on vain $1,1 \cdot 10^{-3}$. Toisin sanoen haaran luotettavuus on hyvää tasoa, lyhyen sähköaseman huipputehon ja lyhyen siirtojohdon takia.

Sähköasemalla sattuvan päämuuntaja- tai kiskovian todennäköisyyteen ja epäluotettavuuteen vaikuttaa sen rakenne, joka on pääpiirteittäin samaa tasoa kuin muilla riskiluokan 1 sähköasemilla. Poikkeuksena muihin saman riskiluokan sähköasemiin on, että

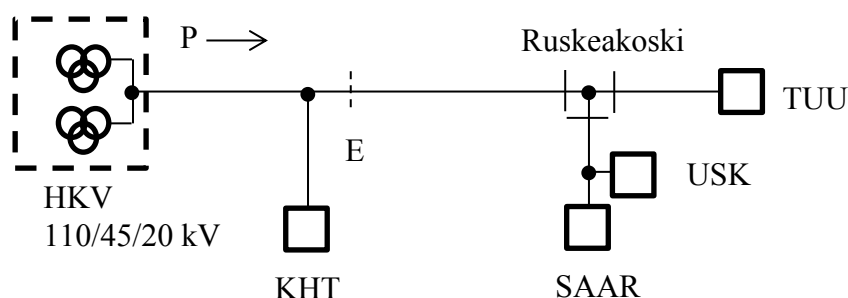
pääkatkaisija on ohikytettävissä ja sen ulkopuolella on ohituskoppi. Erityisesti kisko-
viassa ohituskopin rooli korostuu, koska erottimilla E1471 ja E1472 voidaan kytkeä
johtolähdöt ILO-J06 ja ILO-J10 johtolähtöön ILO-J08. Toisaalta johtolähtö ILO-J10
voidaan kytkeä erottimella E2144 myös johtolähtöihin TUU-J06, TUU-J08 ja PAM-
J07. Päämuuntajan ja kiskoston epäluotettavuus on samaa tasoa kuin muillakin yhden
päämuuntajan ja kiskojärjestelmän sähköasemilla. Sähköaseman epäluotettavuus on 5
%:n ajan vuodesta $325 \cdot 10^{-6}$, ja koko sähköjärjestelmän epäluotettavuus on $1,5 \cdot 10^{-3}$.

5.5.1 Toimenpiteet varasyöttöasteen parantamiseksi

Edellisessä kappaleessa huomataan, että jos varasyöttökapasiteettia lisätään mittaustie-
tojen perusteella 1 MW, sähköaseman keskituntitehoista saadaan varasyötettyä 98 %.
Lisäkapasiteettia saadaan vahvistamalla Pamilosta korvaavaa runkojohtoa PAM-J06–
ILO-J09. Toisaalta huipputehon aikana kaikki muut johtolähdöt ovat syötettävissä paitsi
ILO-J09, josta voidaan korvata 50 % (1 MW) tehosta. Jos tälle johtolähdölle lisätään
näennäisteholtaan 1 MVA:n varavoimakone, koko johtolähdön teho saadaan korvattua.
Johtolähdölle ILO-J09 voidaan sijoittaa varavoimaa erottimen A1350 ja maastokatkaisi-
jan MK_297 väliin, jolloin KJ-haara saadaan suojattua. Tässä tilanteessa varavoimakone-
neen lisäksi vaaditaan vähintään näennäisteholtaan 1 MVA:n jakelumuuntaja, jolla
muunnetaan varavoimakoneen pienjännite keskijännitteeksi. Johtolähdön sähkönkäyttä-
jistä suurin on Pampalon kultakaivos, jonne tulee oma 45 kV:n siirtojohtonsa. Tarvitta-
essa kaivokseen voidaan varasyöttää PKSS:n verkosta 750 kVA. Kultakaivosta ei sopi-
muksen mukaan varasyötetä, jos Ilomantsin sähköasema on varasyötössä.

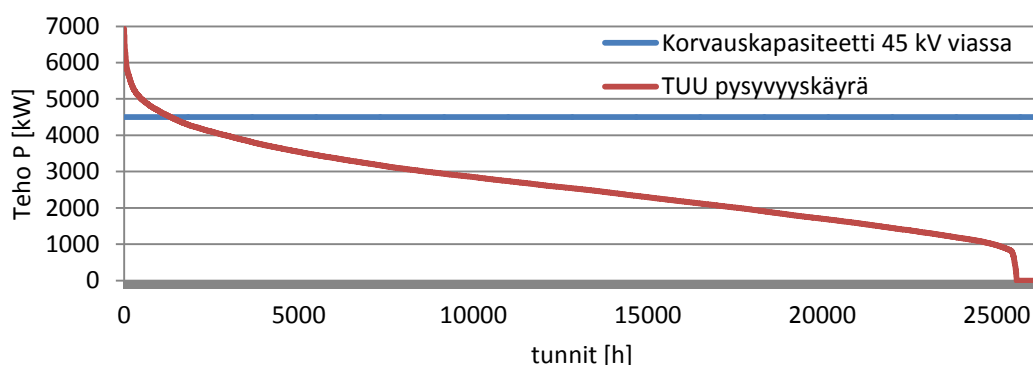
5.6 45 kV:n siirtoverkon vikaantumisen seuraukset

45 kV:n siirtoverkon vikaantumiseen on varauduttava, vaikka sen vikataajuus vastaa 110 kV:n avojohtoja. Myös Honkavaaran 110/45/20 kV:n rinnakkaisten muuntajien vikaantuminen on mahdollista, mutta epätodennäköistä. 45 kV:n siirtojohdolla syötetään kuvan 32 mukaisesti Kiihtelysvaara, Uskali, Saario ja Tuupovaara. Siirtoverkon luotettavuutta parantavat kahdennetut syöttömuuntajat ja erottimet Ruskeakosken solmupisteessä. Jos erotin lisätään Kiihtelysvaaraa syöttävän haaran solmupisteeseen Tuupovaaraan jatkavalle runkojohdolle (kuvassa 32 kohta E), vika ei aseta Kiihtelysvaaraa varasyöttöön solmuvälillä E–Ruskeakoski.



Kuva 32: 45 kV:n siirtoverkon rakenne.

45 kV:n siirtojohdon sähköasemat varasyötetään erillisen 110 kV:n siirtoverkon sähköasemilta, mutta yksittäisiä johtolähtöjä korvataan samalla myös 45 kV:n johdolla sijaitsevilta sähköasemilta. Kiihtelysvaaraa on mahdollista syöttää myös Honkavaarasta. Uskali ja Saario voidaan korvata pelkästään Tohmajärveltä. Ainoastaan Tuupovaaran sähköaseman korvaaminen syöttöverkon viassa voi olla haastavaa. Seurantalaskentatilanteessa ongelmaksi muodostuvat johtolähdöt TUU-J07 ja TUU-J11, koska normaalisti ne korvataan Uskalista ja Kiihtelysvaarasta. Kiihtelysvaarasta voidaan keventää johtolähtö TUU-J11 (0,2–0,3 MW), mutta Uskalista johtolähdön TUU-J07 korvaaminen ei ole mahdollista. Seurantalaskentatilanteessa kaikki muut johtolähdöt ovat korvattavissa paitsi TUU-J13 (0,3 MW), jolloin Tuupovaaran korvausaste on 94 %. Huipputehotilanne on muuten sama, mutta kun sähköasemateho on 44 % suurempi, sähköaseman tehosta voidaan korvata vain 45 % (3,1 MW). Kiihtelysvaarasta johtolähdön TUU-J11 kevennys onnistuu, koska sähköasemaa voidaan keventää ja sieltä korvattavan tehon suuruus on huipputehotilanteessa vain 0,3 MW. Kuvasta 33 huomataan, että Tuupovaaran viimeisen kolmen vuoden aikana mitattu keskituntiteho on ollut vain 5 % ajasta yli korvauskapasiteetin.



Kuva 33: Tuupovaaran kolmen vuoden keskituntitehon pysyvyyskäyrä.

5.7 Joensuun talousalueen kasvu

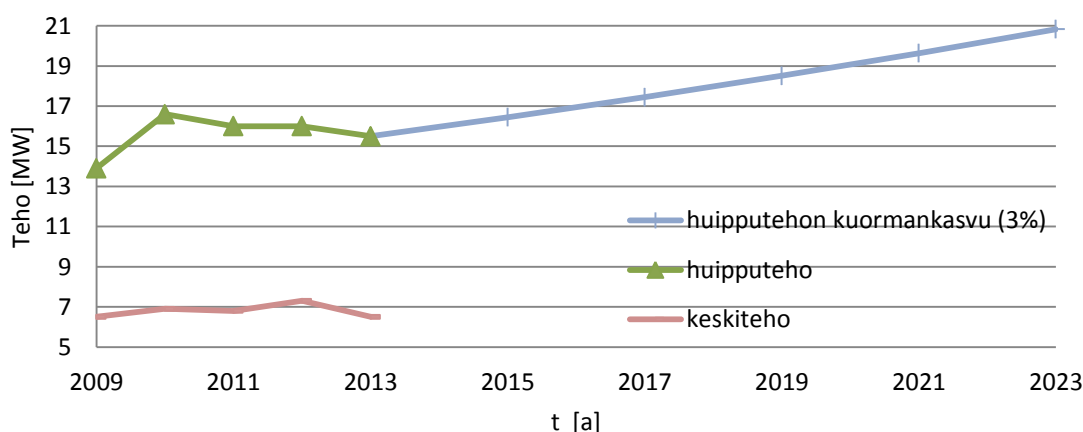
Pohjois-Karjalan väestö keskittyy Joensuun talousalueelle, jossa on myös ainoat potentiaaliset tehonkasvualueet. Potentiaaliset tehonkasvualueet sijaitsevat Lehmon, Ylämyllyn, Kuurnan ja Reijolan sähköasemien jakelualueilla. Näissä huipputehon kasvuprosenttina käytetään 3 %/a. Jokainen sähköasema sijaitsee eri siirtojohtoilla tai niiden välissä on kytkinasemia, joilla siirtosuuntaa voidaan vaihtaa. Siten siirtoverkossa tapahtuva yksittäinen vika ei aseta varasyöttäviä sähköasemia varasyöttöön.

5.7.1 Ylämylly ja Lehmo

Ylämylly ja Lehmo ovat varasyötön kannalta tulevaisuudessa ongelmallisia sähköasemia, jos niiden syöttämät kuormat kasvavat ja huipputehot esiintyvät samaan aikaan.

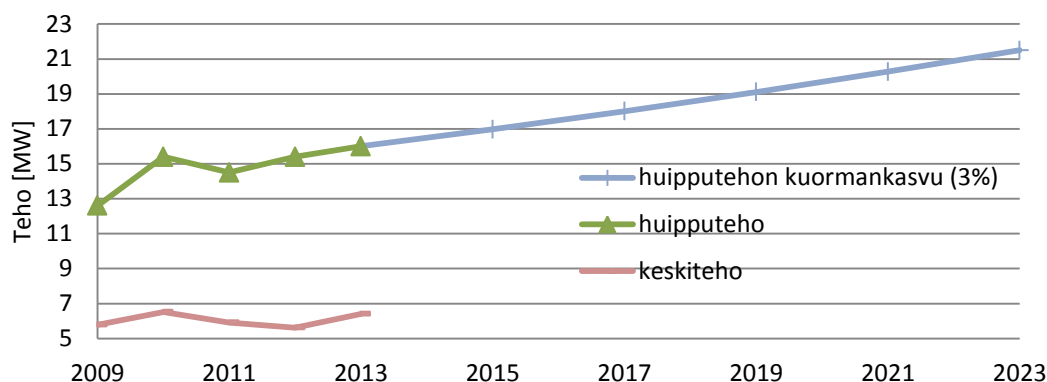
Ylämyllyn ja Lehmon vuosien 2009–2013 keskitehot ovat pysyneet melko samalla tasolla, noin 6–7 MW:ssa. Kuvista 34 ja 35 huomataan, että Ylämyllyn huipputeho on vakiintunut viime vuosina noin 16 MW:in, mutta Lehmon huipputehot ovat kasvaneet lähes joka vuosi, poikkeuksena vuosi 2011. Kuormankasvuennusteen (3 %/a) mukaan Ylämyllyn huipputeho vuonna 2023 on 21 MW. Sen varasyöttäminen vaatii parannuksia ympäröivään verkkoon ja varasyöttäville sähköasemille.

Viiden vuoden aikana Ylämylly on ollut varasyötettävissä 99,8 % ajasta, koska keskituntiteho on ollut alle 14,8 MW. Jos varasyötettävien tuntien osuus laskee ja huipputehot kasvavat, huipputehoa ei ole mahdollista korvata. Jotta varasyöttäminen olisi mahdollista huipputehojen aikana, varasyöttävää runkojohtoa joudutaan saneeraamaan suurempi poikkipintaiseksi. Toisena vaihtoehtona on rakentaa toinen varasyöttöyhteys. Lehmon päämuuntajan kuormitusasteesta saattaa kuitenkin tulla ongelma, vaikka sen tehoa on mahdollista keventää Kuurnalle.



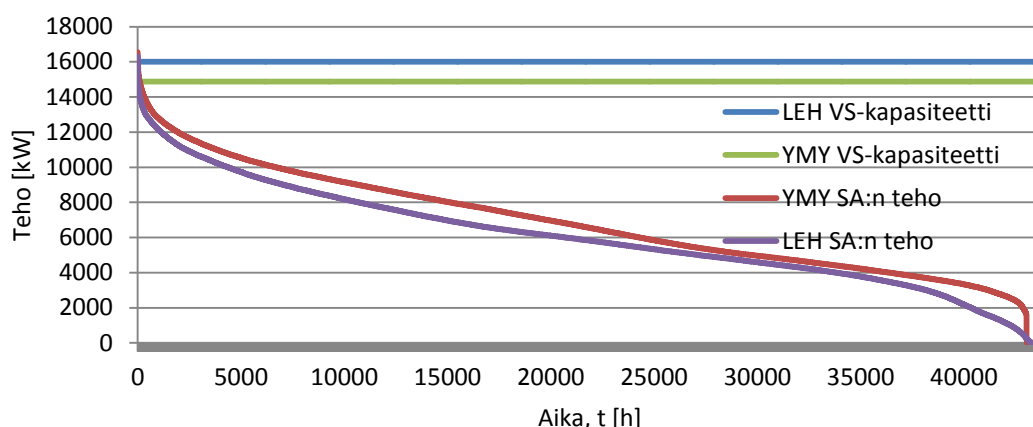
Kuva 34: Ylämyllyn vuotuinen keskiteho ja huipputeho 1:n ja 3 %/a:n kuormankasvuennusteella.

Mittausjaksolla 2009–2013 Lehmon keskituntiteho on ollut yli 16 MW vain 2 tunnin ajan, joten varasyötettävyys on ollut mahdollista lähes 100 % ajasta. Lehmo on vahvasti kasvavaa aluetta, joten huipputehon kasvu on otettava huomioon verkon kehityksessä. Kuormankasvuennusteen mukaan (3 %/a) vuonna 2023 päämuuntajan kuormitusaste on huipputehon aikana Lehmossa 142 % ja Ylämyllyllä 137 %. Toisaalta kuormitusastetta voidaan helposti vähentää keventämällä osa johtolähdöistä Kuurnalle, Liperille ja Viinijärvelle, jolloin kuormitusasteet pysyvät alle 100 %:n.



Kuva 35: Lehmon vuotuinen keskiteho ja huipputeho 1:n ja 3 %/a:n kuormankasvuennusteella.

Kuvassa 36 mittausjaksolta muodostetut pysyvyyskäyrät kertovat, että molemmilla sähköasemilla keskituntiteho on pysynyt alle 10 MW noin 85–90 % ajasta. Kuvasta huomataan myös, että suurimman osan ajasta Lehmon varasyöttökapasiteetin ja tehon välinen erotus on suurempi kuin Ylämyllyllä. Suurimman osan ajasta VS-kapasiteetti on siis ollut huomattavasti sähköaseman tehoa suurempaa.



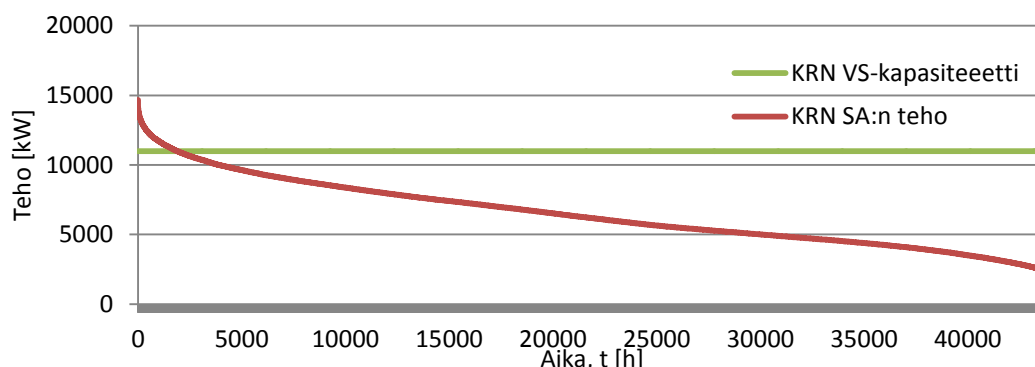
Kuva 36: Ylämyllyn ja Lehmon keskituntitehosta muodostettu pysyvyyskäyrä ja tarvittava VS-kapasiteetti.

Mitattu keskituntiteho on ollut molemmilla sähköasemilla yhtäaikaaisesti yli 14 MW 13 tunnin ajan ja yli 15 MW vain 2 tunnin ajan. Yhtäaikaainen sähköasemateho on ollut yli 13 MW ainoastaan 58 tunnin ajan. Tästä voidaan päätellä, etteivät huipputehot välttämättä ajoitu samalle ajalle eivätkä varasyöttävät päämuuntajat ylikuormitu yhtä paljon kuin varasyöttötarkastelun huipputehotilanteessa on määritetty.

Varasyöttöä voidaan parantaa investoimalla Lehmoon tai molemmille sähköasemille toiset rinnakkaiset päämuuntajat ja rakentamalla vahva yhteys sähköasemien välille. Esimerkiksi varasyöttöön tarkoitettulla AHXW185-maakaapelilla olisi mahdollista siirtää 21,2 kV syöttöjännitteellä noin 9 MW 16 km:n matkalla ja 8,5 % jännitteenalene-malla. Riskiluokkaan 1 kuuluvilla Lehmon ja Ylämyllyn sähköasemilla vuotuinen epäluotettavuus on $9,67 \cdot 10^{-3}$. Huipputehon lyhyen ajan takia nykytilanteessa ei välttämättä ole järkevää investoida runkojohtoihin. Tulevaisuudessa varasyöttökapasiteetti ei kuitenkaan välttämättä riitä nykyisillä runkojohdoilla, jos huipunkäyttöaika pidentyy.

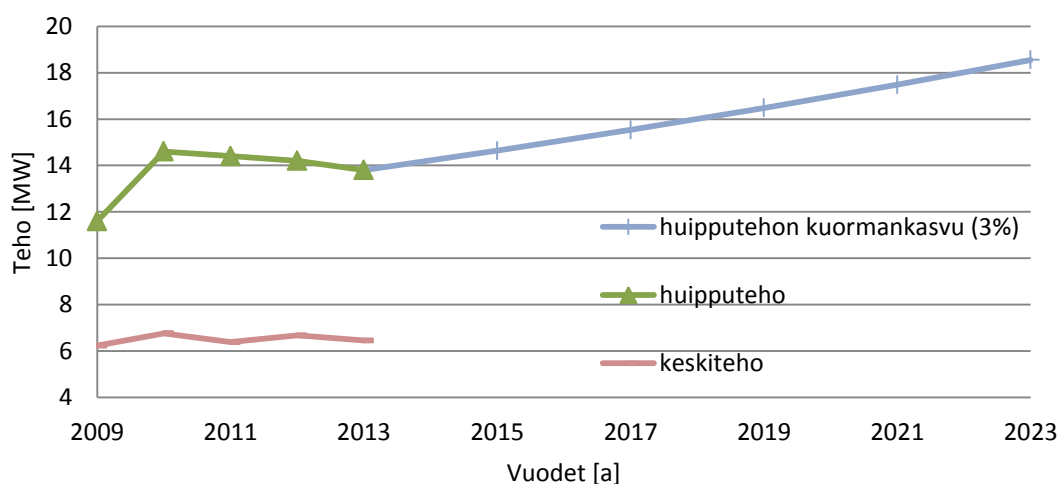
5.7.2 Kuurna

Kuurnan varasyöttämisessä on otettava huomioon varasyöttävän Lehmon päämuuntajan kuormitusaste, joka huipputehotilanteessa on 152 %. Varasyöttötarkastelussa Kuurnan sähköaseman huipputehona pidetään 11 MW, vaikka huipputehon suuruus on ollut jopa 14 MW. Toisaalta 11 MW:n tehon varasyöttäminen riippuu täysin Lehmon päämuuntajan omasta ja varasyötettävän tehon suuruudesta sekä ympäristön lämpötilasta. Lehmon ja Kuurnan huipputehot (16 ja 11 MW) ovat yhtäaikaaisesti esiintyneet viiden vuoden aikana vain seitsemänä tuntina. Kuvassa 37 on Kuurnan keskituntitehoista muodostettu pysyvyyskäyrä, jota verrataan sitä korvaavaan varasyöttökapasiteettiin.



Kuva 37: Kuurnan viiden vuoden keskituntitehoista muodostettu pysyvyyskäyrä ja VS-kapasiteetti.

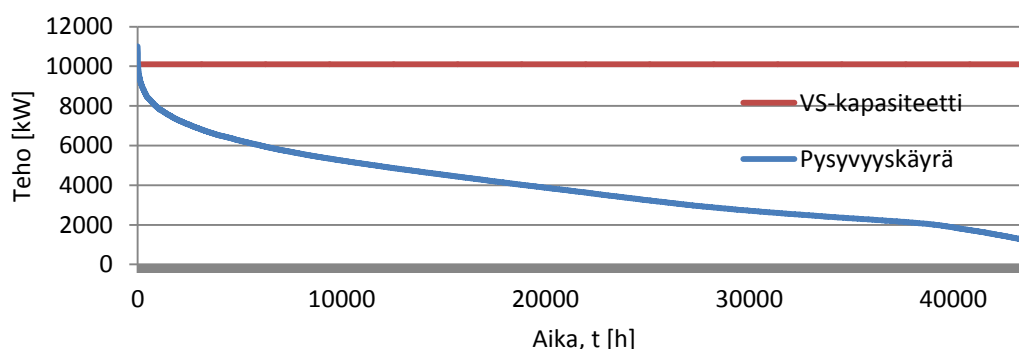
Kuvassa 38 on esitetty Kuurnan vuosien 2009–2013 mitattu keskiteho ja huipputehot 1:n ja 3 %/a:n kuormankasvulla. Kuvan 37 mukaan varasyötettävyyden on ollut mahdollista 96 % ajasta, mutta tulevaisuuden 3 %/a:n kuormankasvuennusteen mukaan huipputeho vuonna 2023 on 18,5 MW. Tällöin tehon varasyöttäminen voi olla jo haastavaa. Jos halutaan päästä täydelliseen varasyötettävyyteen, Lehmoon olisi investoitava uusi rinnakkainen päämuuntaja ja olisi varmistuttava siitä, että siirtokapasiteetti on riittävää. Tällä hetkellä Kuurnasta saadaan siirrettyä tarvittaessa jopa 18 MW ja Lehmosta 8 MW Kuurna. Toisaalta Kuurnassa on kaksi päämuuntajaa, ja niiden yhtäaikainen vikaantuminen aikana, jolloin varasyöttö ei ole mahdollista, on erittäin epätodennäköistä. Vuotuinen sähköaseman epäluotettavuus on $1,6 \cdot 10^{-3}$.



Kuva 38: Kuurnan keskiteho sekä huipputeho 1:n ja 3 %/a:n kuormankasvulla.

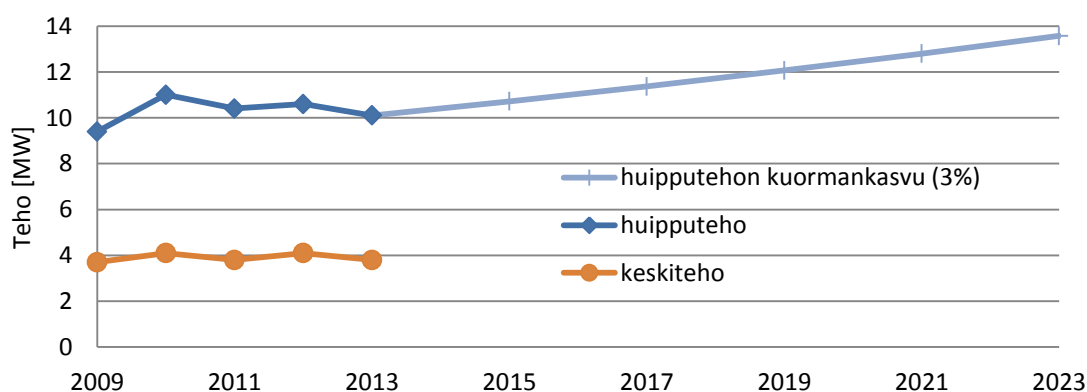
5.7.3 Reijola

Nykyverkolla Reijolan varasyöttäminen onnistuu täysin, mutta tulevaisuuden huipputehon kasvuun kannattaa varautua hyvissä ajoin. Sähköaseman viiden vuoden ajalta mitattu keskituntiteho on ylittänyt 10 MW vain 17 tunnin ajan, joka on vain 0,04 % koko ajanjaksosta. Huipputehot ovat esiintyneet poikkeuksetta vuodenvaihteen molemmin puolin. Kuvassa 39 on Reijolan keskituntitehoista muodostettu pysyvyyskäyrä, jota verrataan tämän hetkiseen varasyöttökapasiteettiin. Kun pysyvyyskäyrän muotoa verrataan varasyöttökapasiteettiin, on selvää, että huipputehot ovat vain hetkittäisiä eikä sähköaseman varasyöttökapasiteettia tarvitse vielä lisätä.



Kuva 39: Reijolan viiden vuoden keskituntitehon pysyvyyskäyrä ja VS-kapasiteetti.

Kuvan 36 perusteella sähköaseman keskiteho on vaihdellut vain 0,2 MW noin 4 MW:n tasosta. Huipputeho ei ole ollut yhtä suuri kuin vuonna 2010, jolloin se oli 11 MW. Ennustettu huipputeho vuonna 2023 voi vaihdella suuresti. Jos kuormituksen kasvu on 1 %/a, huipputeho on samaa tasoa vuoden 2011 kanssa (11,15 MW). Jos taas huipputeho kasvaa 3 %/a, vuonna 2023 se on 13,8 MW, jolloin Reijolan varasyöttö nykyverkolla on mahdotonta.



Kuva 40: Reijolan vuosittaiset keskitehot sekä huipputeho 1:n ja 3 %/a:n kuormankasvulla.

Tulevaisuudessa varasyöttöä on mahdollista parantaa saneeraamalla huipputehotilanteessa käytettävää toista varasyöttävää runkojohtoa REI-J09–HKV-J14 suurempi poikkipintaiseksi ilmajohdoksi tai maakaapeliksi. Tällä hetkellä tämä runkojohto on suurimmaksi osaksi pieni poikkipintaista Sparrowia. Myös nykyisen päävarasyöttöyhteyden REI-J07–HKV-J12 saneeraamisella voidaan lisätä hieman siirtokapasiteettia, vaikka tällä hetkellä runkojohto koostuu suurimmaksi osaksi A1132-ilmajohdosta.

5.8 Varasyöttöyhteyksien vaatimukset

Varasyöttöyhteyksien suunnittelussa tulee ottaa huomioon sähköjärjestelmän laitteiden ja komponenttien mitoituksen riittävyys ja suojauksen toimivuus erityyppisissä vioissa. Sähkönkäyttäjän näkökulmasta riittävän sähkönlaadun varmistaminen on tärkeää. Jakeluverkkoyhtiön tulisi välttää tarpeettomia keskeytyksiä ja varmistaa, että sähkönlaatu-standardi [10] täyttyy. Tulevaisuuden verkonkehityksen kannalta varasyöttöyhteyksien suunnittelussa on otettava huomioon seuraavissa kappaleissa esitetyt seikat.

Korvausyhteyksien suunnittelussa on otettava huomioon runkojohtojen pituus, johtimien tyypit ja niiden kautta kulkeva teho. Ilmajohtojen kuormitettavuuteen vaikuttavat ympäristön lämpötila ja teho, kun taas maakaapelien mitoituksessa on otettava huomioon myös rinnakkaisten johtimien lukumäärä, asennustapa ja maaperä. Runkojohdolla syntyvän jännitteenaleneman pienentämiseksi kompensatiokondensaattoreiden käyttö voi olla perusteltua. Korvausyhteyksien virtamuuntajan oikea mitoitus parantaa mittaus-tarkkuutta, joten niiden tarkka mitoittaminen korvattavalle teholle ja virralle on tärkeää. Varasyöttösuunnitelmassa tarkasteltujen päävarasyöttöyhteyksien virtamuuntajien ensiöpuolen riittävyydet ovat esitetty Liitteessä D. Nykyverkon virtamuuntajat ovat riittäviä vain 18 yhteydellä. Virtamuuntajan ensiön nimellisvirta ylittyy 15 varasyöttöyhteydellä. Kiskojärjestelmä tulee olla mitoitettu siten, että sen kautta voidaan siirtää varasyöttävän sähköaseman oma ja varasyötettävä teho.

Suojauksen suunnittelussa on huomioitava 2v.- ja 3v.-oikosulku ja maasulku. Varasyöttöyhteyksien alussa oikosulkuvirta voi olla liian suuri johtimien kestävyydelle, kun taas pitkien korvausyhteyksien päissä 2v.-oikosulkuvirta ei välttämättä riitä suojareleen havahtumiselle ja laukaisulle. Myös maasulkusuojauksen toiminta tulisi tarkastaa. Korvattaessa suuria jakeluverkkoja suojareleen asettelut on tarkastettava, koska korvausyhteyden pituus ja teho eroavat normaalitilanteen suureista. Tässä diplomityössä ei oteta huomioon suojauskysymyksiä, koska sitä varten on tekeillä toinen diplomityö.

Korvausyhteyksien riittävästä jännitteenlaadusta on huolehdittava eri sähköverkon osissa. Normaalissa tilanteessa pienjänniteverkon (230 V) vaihejännite tulee olla standardin [10] mukaan vähintään 207 V ja häiriötilanteessa 195,5 V. Keskijänniteverkossa (20 kV) jännite saa normaalissa tilanteessa olla alimmillaan 18 kV ja häiriötilanteessa 17 kV. Korvaustilanteissa on huomioitava myös sähkönlaatustandardin ylin jännitetaso varsinkin, kun jännite nousee varasyöttävien sähköasemien läheisyydessä normaalista jakelujännitteen arvosta. Jännitetaso ei ylitä sallittua, jos varasyöttävän päämuuntajan toisiojännite on enintään 21,9 kV. PKSS:n käyttökeskuksen määrittämä jännitetaso korvaustilanteissa saa olla suurimmillaan 21,3 kV.

Varasyöttävän tai korvaavan sähköaseman päämuuntajan kuormitus on selvitettävä eri tilanteissa, koska liian suuri ylikuormittaminen vanhentaa päämuuntajan eristeitä ja lyhentää sen elinkaarta. Päämuuntajaa saa ylikuormittaa, jos ympäristön lämpötila huomioidaan. Korvaavien johtolähtöjen väliin kannattaa rakentaa kauko-ohjattavat erottimet, jotta varasyötettävä sähköasema tai sen johtolähdöt saadaan nopeasti korvattua. Erotinkoppien rakentaminen parantaa sähköjärjestelmän kiskovian aikaista luotettavuutta, koska sen sisällä on mahdollista kytkeä johtolähtöjä yhteen. Jos maastokatkaisijoita asetetaan pitkien korvausyhteyksien väliin, korvattavien johtolähtöjen suojaus paranee eikä mahdollinen vika irrota koko korvausyhteyttä sähköverkosta.

6 Lopputulokset

Tässä diplomityössä on keskitytty nykyverkon varasyöttötilanteisiin seurantalaskenta- ja huipputehotilanteissa. Jokaisen sähköaseman korvattavuus on tarkastettu päämuuntajan tai kiskon vikaantuessa. Usein päämuuntajaviassa sähköasemat ovat korvattavissa, kun taas kiskoviassa tilanne on huonompi. Jokaisen sähköaseman korvattavuudet on esitelty luvussa 4. Työssä on käsitelty myös siirtoverkon, pääkatkaisijan ja mittamuuntajan vikaantumisen vaikutusta ongelmallisten sähköasemien varasyötettävyyteen aikana, jolloin varasyöttökapasiteetti on ollut korvattavan sähköaseman tehoa suurempi.

Päämuuntajaviassa ongelmalliset sähköasemat on esitetty luvussa 5. Niiden korvattavuutta on käsitelty vertaamalla vikaa sähköaseman ja koko järjestelmän luotettavuuteen. Yhteenvedo ongelmallisten sähköasemien epäluotettavuuksista on Liitteessä E. Tarkasteluissa huomattiin, että korvaavien runkojohtojen ongelmaksi muodostuivat johdoilla syntyvät jännitteenalenemat ja sähköasemien johtolähtöjen kytkentäkaapeleiden (maakaapeleiden) ylikuormittuminen. Myös varasyöttävän päämuuntajan ylikuormittuminen vaikutti joissain tapauksissa varasyötettävyyteen.

Tämän työn avulla löydettiin verkossa sijaitsevat varasyötön ongelmakohdat. PKSS:n yleissuunnittelu keskittyy verkonkehityksessä näihin ongelmakohtiin yrityksen verkostostrategian mukaisesti. Verkostostrategian mukaan verkkoa kehitetään vastaamaan sähkömarkkina-alaissa määritettyjä 6:n ja 36 tunnin maksimikeskeytysten raja-arvoja maaseudulla ja taajamassa. Lyhyet ongelmalliset varasyöttöyhteydet kaapeloidaan, ja pitkät varasyöttöyhteydet rakennetaan sekaverkkona vyöhykemallin mukaisesti.

Kiskovika vaikuttaa enemmän toimitusvarmuuteen kuin päämuuntajavika, koska nykyverkossa ei ole riittävästi rakennettuja yhteyksiä tai olemassa olevat yhteydet eivät ole suunniteltu korvaustilanteisiin. Usein ongelmaksi muodostuivat taajamien korvaustilanteet, koska vierekkäisiltä johtolähdöiltä puuttuivat yhdistävät erottimet. Jos erottimet lisätään esimerkiksi Heinäveden, Valtimon, Saavan ja Kesälahden sähköasemien viereen, korvausaste paranee, verkossa tehtävät kytkennät yksinkertaistuvat ja väärin kytkentöjen mahdollisuus pienenee.

Helpoin ja nopein ratkaisu sähköaseman varasyötettävyyden parantamiseen on siirrettävä varavoima, joka liitetään kiskoon joko tukemaan jännitettä tai syöttämään tiettyä johtolähtöä. Jos siirrettävä varavoimakone varataan ajaksi, jolloin sähköaseman teho ylittää varasyöttökapasiteetin, sähköaseman luotettavuus paranee. Varavoimakoneen ansiosta sähköasema voi olla myös varasyötettävissä koko vuoden. Varavoimakone täytyy kuitenkin saada haluttuun paikkaa mahdollisimman nopeasti, joten esimerkiksi marras–helmikuussa sen käyttö pitää rajata vain mahdollisiin korvaustilanteisiin. Muutama riittävän suuri (yhteensä 4 MVA) varavoimakone riittää, koska varasyöttösuunnitelmasa oletetaan, että vain yksi sähköasema vikaantuu kerrallaan.

Tulevaisuudessa sähkötoimituksen luotettavuutta voidaan parantaa yhdistämällä siirtoverkon nykyiset haarat siten, että ne olisivat renkaassa. Esimerkiksi Tuupovaaran ja Ilomantsin väliin rakennettavalla 45 kV:n johdolla voidaan tarvittaessa syöttää Tuupovaaraa Ilomantsista tai toisin päin, jolloin suhteellisen vikaherkän 45 kV:n siirtoverkon vikaantuminen ei pienennä toimitusvarmuutta yhtenäisen vuoden aikana.

Varasyöttösuunnitelman mukaan varasyöttötilanteet aiheuttavat ongelmia vain tietyinä aikana vuodesta. Sähköaseman teho on yleensä suurimmillaan vuodenvaihteessa. Rantala on sähköverkon luotettavin sähköasema, mutta sen varasyöttäminen on vaikeinta. Rantalan vikaantuessa sen kuormia ei voida korvata viereiseltä Saavan sähköasemalta, koska sen päämuuntajan kuormitusaste olisi 250 %. Vikaantuminen ei ole kuitenkaan todennäköistä, koska sen rakenne on erittäin luotettava ja syöttöverkkona on rengasverkko. Ainoa varasyöttöasteen parannuskeino tässä tilanteessa on, että varasyöttävää päämuuntajakapasiteettia suurennettaisiin nykyisestä (10 MVA) 25 MVA:iin.

Vaikein tilanne tällä hetkellä on epäluotettavimmalla sähköasemalla Heinävedellä, koska sen varasyöttämiseen käytetään ainoastaan yhtä korvausyhteyttä. Korvausyhteyden lisäksi sähköasemaa on mahdollista keventää, mutta kevennykset eivät riitä täydelliseen varasyöttöasteeseen pääsemiseksi. Tämän tyyppisessä ongelmallisten sähköasemien varasyöttöastetta on mahdollista parantaa joko rakentamalla uusi rinnakkainen korvausyhteys ja saneeraamalla nykyistä yhteyttä. Yhtenä vaihtoehtona on myös rakentaa kevyt sähköasema syöttämään osaa sähköaseman kuormista, ja tältä sähköasemalta olisi tarvittaessa mahdollista korvata koko ongelmallinen sähköasema. Uuden kevyen sähköaseman avulla johtolähtöjen pituudet lyhenisivät ja verkon luotettavuus paranisi.

Viitteet

- [1] Haakana, S. Kaipia, T. Lassila, J. Kivikko, K. Sähkönjakelun toimitusvarmuuden parantamiseen sekä sähkökatkojen vaikutusten lieventämiseen tähtäävien vaikutusten arviointi. Lappeenranta 2012.
- [2] Lakervi, E. & Partanen J. Sähkönjakelutekniikka. Helsinki: Otatieto, 2008. 285 s. ISBN 978-951-672-357-3.
- [3] Sähkön jakeluverkkotoiminnan hinnoittelun kohtuullisuuden valvontamenetelmien suuntaviivat vuosille 2012–2015. Saatavilla: <http://www.energiavirasto.fi/energiamarkkinavirasto-vahvisti-paatokset-sahkoverkonhaltijoiden-verkkotoiminnan-sallitusta-tuotosta-2012-2015>
- [4] Sähkömarkkinalaki, 588/2013. Saatavavilla: <http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588#Oidp4102512>
- [5] PKS Sähkönsiirto Oy vuosikertomus 2013. Sisäinen dokumentti
- [6] PKS Sähkönsiirto Oy & Asset Vision. Tutkimusraportti: Sähköverkon vyöhykejaon käytännön toteutuksen suunnittelu. 2013. 120 s.
- [7] Yleissuunnittelun kuukausikokoukset 16.9.2014–10.2.2015
- [8] PowerGrid Verkko-omaisuuden hallintajärjestelmä. Tieto Sähköverkon laskenta. Laskennan tekninen kuvaus. Sisäinen dokumentti.
- [9] Muuntajat ja sähkölaiteet. Saatavilla: http://www.leenakorpinen.fi/archive/svt_opus/9muuntajat_ja_sahkolaitteet.pdf
- [10] Suomen standardoimisliitto SFS RY. SFS-KÄSIKIRJA 600–2: SÄHKÖ-ASENNUKSET. OSA 2: SÄÄDÖKSET, SÄHKÖTYÖTURVALLISUUS, ERITYISASENNUKSET JA LIITTYVÄT STANDARDIT. 1. painos. Helsinki: 2012 SFS-EN 50160, s. 291.
- [11] Lakervi, E. & Holmes E. J. Electricity distribution network design. 2nd edition. London: Peter Peregrinus Ltd, 2003. 242 s. ISBN 0-86341-309-9.
- [12] Keskustelu: Hiltunen, Petri. Enerke Oy, 11.12.2014.
- [13] Magtech voltage booster, stabilizing medium voltage lines saatavilla: https://www.slo.lv/upload/catalog/vidspriegums/magtech_voltage_booster_medium_290311_eng.pdf
- [14] Suomen sähköenergialiitto ry. Verkostosuositus SA 5:94. Helsinki.
- [15] Haakana, S. Kaipia, T. Lassila, J. Partanen, J. Verkostostrategia 2020. Verkostotekniikat. Lappeenranta 2007.

- [16] Elovaara, J. & Haarla, L. Sähköverkot I: Järjestelmätekniiikka ja sähköverkon laskenta. Helsinki: Otatieto, 2011. 520 s. ISBN 978-951-672-360-3.
- [17] Keskustelu: Laeslehto, Jari. PKS Sähkönsiirto Oy 15.12.2014
- [18] ENTSO-E, NORDIC GRID DISTURBANCE STATISTICS 2013. saatavilla:
https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/RG_SOC_Nordic/110831_NORDIC_GRID_DISTURBANCE_AND_FAULT_STATISTICS_2010.pdf
- [19] Keskustelu: Karhinen, Matti. PKS Sähkönsiirto Oy 15.1.2015
- [20] Luentokalvo: Sähkönsiirtojärjestelmät 1 s-18-3200 siirtokapasiteetti
- [21] Sähköposti: Nousiainen, Tarja. Savon Voima Oy 12.12.2014
- [22] Sähköposti: Laukkarinen Pekka: Suur-Savon Sähkö Oy 11.12.2014
- [23] Sähköposti: Mattila, Olli. Parikkalan Valo Oy 12.11.2014
- [24] Kantaverkkoon liittymismaksut. Saatavilla:
<http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/liittyminen/hinnoittelu/Sivut/default.aspx>
- [25] Sähkönjakeluverkon komponenttien yksikköhinnat 2014. Saatavilla:
<https://www.energiavirasto.fi/sahkonjakeluverkon-komponenttien-yksikkohinnat-2014>
- [26] Tilastokeskus. Saatavilla:
[ttp://pxweb2.stat.fi/Dialog/varval.asp?ma=060_vaerak_tau_107&ti=V%E4est%E4%F6+kielen+mukaan+sek%E4+ulkomaan+kansalaisten+m%E4%E4r%E4+ja+maa%2Dpinta%2Dala+alueittain+1980+%2D+2012&path=../Database/StatFin/vrm/vaerak/&lang=3&multilang=fi](http://pxweb2.stat.fi/Dialog/varval.asp?ma=060_vaerak_tau_107&ti=V%E4est%E4%F6+kielen+mukaan+sek%E4+ulkomaan+kansalaisten+m%E4%E4r%E4+ja+maa%2Dpinta%2Dala+alueittain+1980+%2D+2012&path=../Database/StatFin/vrm/vaerak/&lang=3&multilang=fi)
- [27] Keskustelu: Norppa, Juha. PKS Sähkönsiirto Oy 13.1.2015.
- [28] Pohjois-Karjalan sähkön ja PKS sähkönsiirron asiakaslehti. Kymppi 01/2015. Saatavilla: <http://energianeuvonta.pks.fi/kaytaoikein/lue-tasta-pks-n-uusin-asiakaslehti>

Liite A. Johtojen ja kaapeleiden kuormitusarvot

Taulukko A.1: Johtojen ja kaapeleiden tiedot [6].

Tyyppi	Tunnus	Selite	Jatkuva kuormitusvirta (A)	1 s:n oikosulkuvirta (kA)
Avojohto	AC25	Cu 3x25	195	3,5
	AC35	Cu 3x35	240	4,8
	AF25	Swan Al/Fe 21/4	155	2
	AF40	Sparrow Al/Fe 34/6	210	3,2
	AF62	Raven Al/Fe 54/9	280	5,1
	LVISA	Loviisa Al/Fe 75/14	330	7,1
	AF99	Pigeon Al/Fe 85/14	360	8
	SS	SuurSavo Al/Fe 106/25	430	10
	AF130	Vaasa Al/Fe 108/23	460	10
	AA132	Al 3x132	495	11,6
Maakaapeli	MA70	APYAKMM 3x70	170	6,6
	MA95	APYAKMM 3x95	205	8,9
	MA120	APYAKMM 3x120	225	11,3
	MA185	APYAKMM 3x185	285	15
	MAX70	AHXAMK-W 3x70+35	200	6,7
Vesistö- kaapeli	MAX95	AHXAMK-W 3x95+35	235	8,9
	MAX120	AHXAMK-W 3x120+35	265	11,4
	MAX150	AHXAMK-W 3x150+35	300	14,1
	MAX185	AHXAMK-W 3x185+35	330	17,5
	MAX240	AHXAMK-W 3x240+70	375	22,6
	MC25	PYLKVJ 3x25	120	3,6
	MC35	PYLKVJ 3x35	150	4,3
	MC50	PYLKVJ 3x50	175	7,3
PAS-johdin	PAS35	PAS 3x35	200	3,2
	PAS70	PAS 3x70	310	6,4
	PAS120	PAS 3x120	430	11
	PAS150	PAS 3x150	485	13,5
	PAS185	PAS 3x185	550	16,5
	PAS240	PAS 3x240	600	21,5
	SAX70	SAX 3x70	310	6,4
	SAX120	SAX 3x120	430	11

Liite B. Todennäköisyydet

Taulukko B.1: Kiskovian todennäköisyys.

Aika, t [a]	$P(x=0)$	$P(x=1)$	$P(x=2)$
1	0,998401	0,001597	1,27795E-06
10	0,984127	0,015746	0,000125968
20	0,968507	0,030992	0,000495875
30	0,953134	0,04575	0,00109801
40	0,938005	0,060032	0,001921034
50	0,923116	0,073849	0,002953972

Taulukko B.2: Päämuuntajan vikaantumisen todennäköisyys.

Aika, t [a]	$P(x=0)$	$P(x=1)$	$P(x=2)$
1	0,994515	0,005469833	1,5042E-05
10	0,946485	0,052056683	0,001431559
20	0,895834	0,098541755	0,005419797
30	0,847894	0,139902461	0,011541953
40	0,802519	0,176554136	0,019420955
50	0,759572	0,208882334	0,028721321

Taulukko B.3: Pääkatkaisijan vikaantumisen todennäköisyys.

Aika, t [a]	$P(x=0)$	$P(x=1)$	$P(x=2)$
1	0,998401	0,001597442	1,27795E-06
10	0,984127	0,015746037	0,000125968
20	0,968507	0,030992211	0,000495875
30	0,953134	0,045750422	0,00109801
40	0,938005	0,06003232	0,001921034
50	0,923116	0,073849308	0,002953972

Taulukko B.4: Mittamuuntajan vikaantumisen todennäköisyys.

Aika, t [a]	$P(x=0)$	$P(x=1)$	$P(x=2)$
1	0,99900	0,000999	4,995E-07
10	0,99005	0,0099	4,95E-05
20	0,980199	0,019604	0,000196
30	0,970446	0,029113	0,0004367
40	0,960789	0,038432	0,0007686
50	0,951229	0,047561	0,001189

Taulukko B.5: 100 km 110 kV siirtojohdon pysyvän vikaantumisen todennäköisyys.

Aika, t [a]	$P(x=0)$	$P(x=1)$	$P(x=2)$
1	0,933625	0,064121392	0,002201929
10	0,503184	0,345586554	0,118674423
20	0,253194	0,34778703	0,238860132
30	0,127403	0,262501138	0,270428672
40	0,064107	0,176115053	0,241911636
50	0,032258	0,110772776	0,190196857

Liite C. Korvattavuuksien yhteenveto

Taulukko C.1: Korvattavuuksien yhteenveto.

Sähköasema	PM-vian korvattavuus [%]		Kiskovian korvattavuus [%]	
	seuranta	huippu	seuranta	huippu
Ahmonvaara	100	70	90	70
Eno	100	89	100	85
Heinävesi	88	71	37	29
Honkavaara	100	100	100	100
Ilomantsi	100	90	63	61
Juuka	95	56	63	63
Kesälahti	100	62	40	25
Kiihtelysvaara	100	100	100	100
Kitee	100	100	91	72
Kuurna	100	100	100	100
Lehmo	100	100	100	94
Liperi	100	100	100	100
Mankinen	100	100	100	100
Martonvaara	100	100	100	100
Nurmes	95	69	41	38
Palokki	100	100	100	100
Pamilo	100	100	100	97
Pesäkangas	100	100	100	99
Polvijärvi	100	100	100	100
Puhos sa	100	100	100	76
Rantala	100	80	80	71
Reijola	100	100	100	98
Riistavesi	100	100	92	70
Rääkkylä	100	100	100	87
Saava	100	100	100	100
Tohmajärvi	100	100	100	90
Tuupovaara	100	100	78	70
Tuusniemi	100	100	100	78
Uskali	100	100	100	100
Valtimo	100	100	90	82
Vasikkavuori	100	100	100	100
Viinijärvi	100	100	100	100
Ylämylly	100	93	100	93

Liite D. Päävarasyöttöyhteyksien virtamuuntajat

Taulukko D.1: Päävarasyöttöyhteyksien virta-arvot sekä virtamuuntajat.

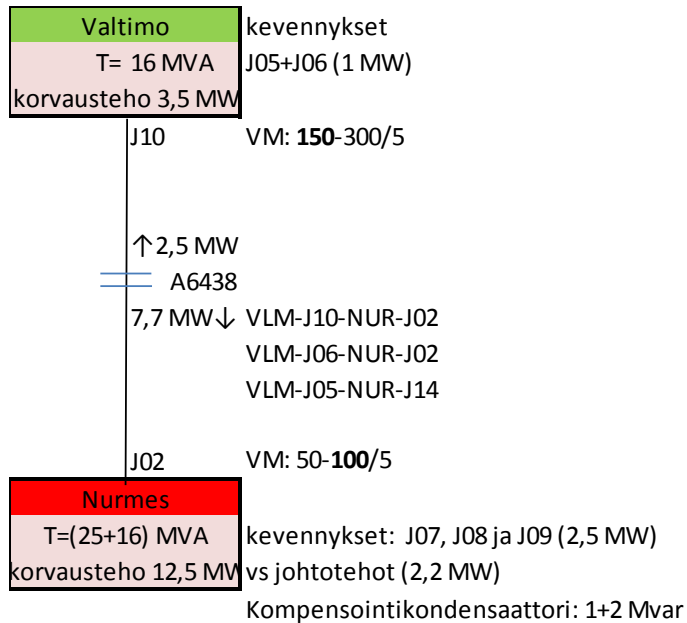
Sähkö- asema	Johto- to- lähtö	Virta- muun- taja (A)	Tule- va teho (A)	Oma teho (MW)	Siir. teho (MW)	Oma teho (MW)	Läh- tevä virta (A)	Virta- muuntaja (A)	Varasyöt- tävä johtolähtö
Ahmovaara	J08	200	77	0,2	2,4	0,7	98	100–200	MRV-J02
Eno	J11	200	104	0,5	3	0,5	119	200	PES-J05
Heinävesi	J08	75–150	127	0,3	4	1	157	100–200	PAL-J03
Ilomantsi	J06	200–400	119	0,5	3,5	0,4	130	100–200	PAM-J07
Juuka	J05	200	133	3,2	1,3	1,1	166	200	AHM-J05
Kiihtelys- vaara	J04	200	122	0,1	4	0,2	127	200	HKV-J13
Kuurna	J17	200–400	299	2,1	8	0	299		LEH-J17
Lehmo	J17		237	0	8	2,1	299	200–400	KRN-J17
Martonvaa- ra	J02	200	92	0,7	2,4	0,2	98	100–200	AHM-J08
Palokki	J03	100–200	95	1	2,2	0,3	104	75–150	HEI-J08
Pamilo	J05	100–200	101	0,4	3	1,4	142	200	PES-J07
Pesäkangas	J05	200	104	0,5	3	0,6	122	100–200	ENO-J11
Polvijärvi	J12	150	113	0,3	3,5	0,7	133	200	MRV-J04
Rääkkylä	J12	100	68	0,8	1,5	0,8	92	200	HKV-J06
Tuupovaara	J08	100–200	53	0,3	1,5	0,8	77	100	ILO-J15
Valtimo	J10	150–300	86	0,4	2,5	0,4	98	50–100	NUR-J02
Vasikka- vuori	J09	150	116	0,4	3,5	0,2	122	100–200	MNK-J05
Ylämylly	J02	100–200	101	1,7	1,7	2,7	181	400	LEH-J08
Honkavaara	J12	200	282	1,5	8	0,8	305	200	REI-J07
Kesälahti	J10	50– 100	157	0,8	4,5	1,9	213	100–200	PUH-J04
Kitee	J05	200–400	270	1,1	8	0,5	285	200	PUH-J03
Liperi	J09	50–100	166	1,1	4,5	0,4	178	200–400	VJR-J04
Mankinen	j05	100–200	169	0,2	5,5	0,4	181	150	VSK-J09
Nurmes	J02	50–100	178	0,4	5,6	0,4	190	150–300	VLM-J10
Puhos	J03	200	222	0,5	7	1,1	255	200–400	KTE-J05
Rantala	J04	200	228	1,7	6	0	228	200	SVA-J06
Reijola	J07	100–200	202	0,8	6	1,5	246	200	HKV-J12
Riistavesi	J01	50–100	136	0,6	4	0,5	151	50–100	TSN-J12
Saava	j06	200	237	0	8	1,7	288	200	RLA-04
Tohmajärvi	J10	100	145	0,9	4	1,3	184	200–400	KTE-J04
Tuusniemi	J12	50–100	133	0,5	4	0,6	151	50–100	RSV-J01
Uskali	J04	200	36	0,2	1	0,4	47	50–100	TOH-J05
Viinijärvi	J04	200–400	145	0,4	4,5	1,1	178	50–100	LIP-J09

Liite E. Ongelmallisten sähköasemien epäluotettavuudet

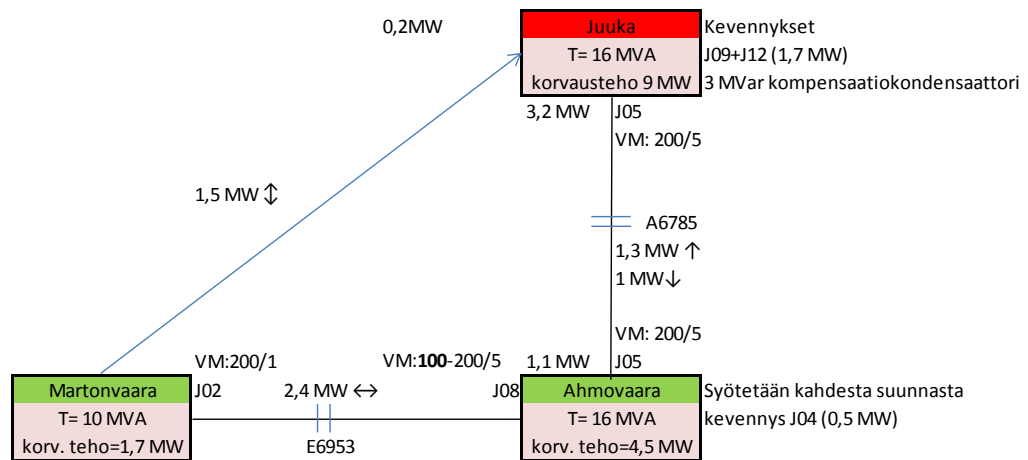
Taulukko E.1110: Tiivistelmä ongelmallisten sähköasemien epäluotettavuuksista.

Sähköasema	Järjestelmän osa	Aika, t [%/a]	Järjestelmän osan epäluotettavuus aikana (t)	Järjestelmän epäluotettavuus aikana (t)
Nurmes	Siirtoverkko	0,14	$7,6 \cdot 10^{-3}$	$232,9 \cdot 10^{-6}$
	Sähköasema		$1,3 \cdot 10^{-6}$	
	Kisko		$224,0 \cdot 10^{-6}$	
Juuka	Siirtoverkko	0,05	$1,5 \cdot 10^{-6}$	$486,5 \cdot 10^{-6}$
	Sähköasema		$404,9 \cdot 10^{-6}$	
	Kisko		$80,0 \cdot 10^{-6}$	
Heinävesi	Siirtoverkko	0,14	$4,7 \cdot 10^{-3}$	$5,8 \cdot 10^{-3}$
	Sähköasema		$909,0 \cdot 10^{-6}$	
	Kisko		$224,0 \cdot 10^{-6}$	
Kesälahti	Siirtoverkko	0,01	$80,0 \cdot 10^{-9}$	$81,0 \cdot 10^{-6}$
	Sähköasema		$65,0 \cdot 10^{-6}$	
	Kisko		$16,0 \cdot 10^{-6}$	
Ilomantsi	Siirtoverkko	0,05	$1,1 \cdot 10^{-3}$	$1,5 \cdot 10^{-3}$
	Sähköasema		$325,0 \cdot 10^{-6}$	
	Kisko		$80 \cdot 10^{-6}$	

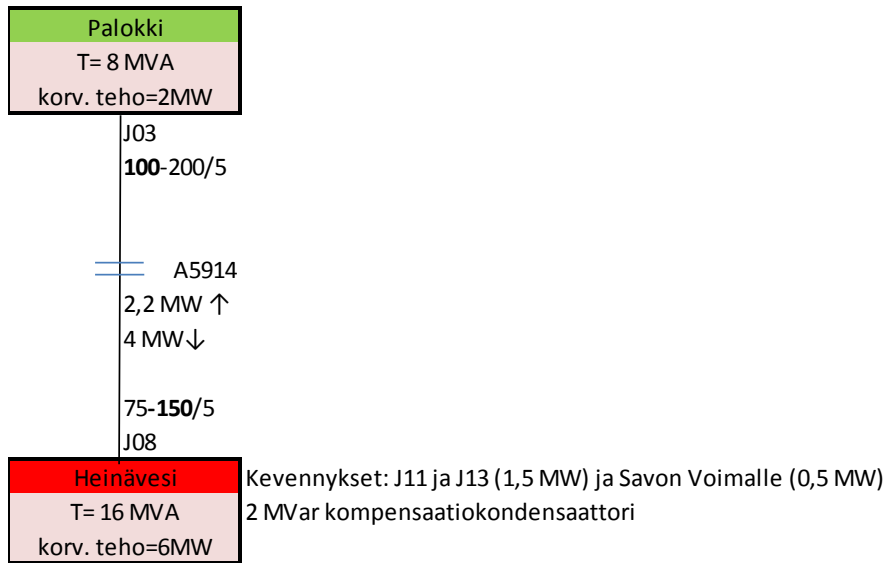
Liite F. Ongelma sähköasemien päävarasyöttö-yhteystarkastelu



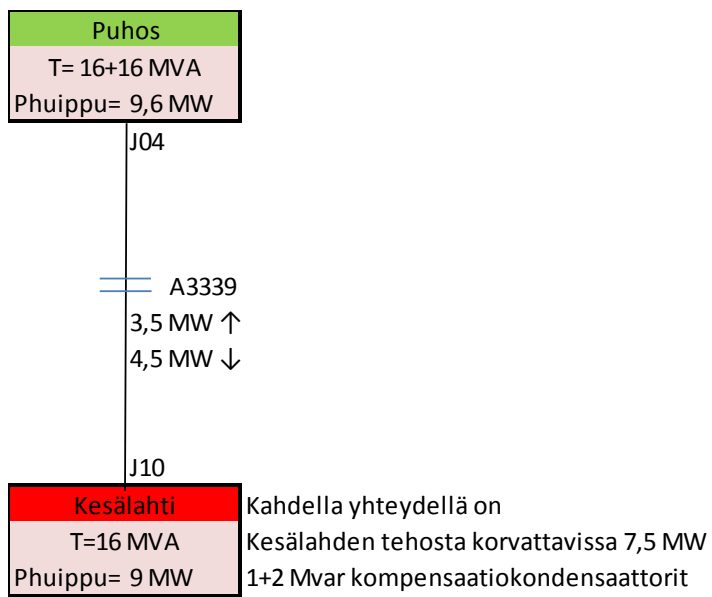
Kuva F. 1: Nurmeksen ja Valtimon päävarasyöttöyhteys.



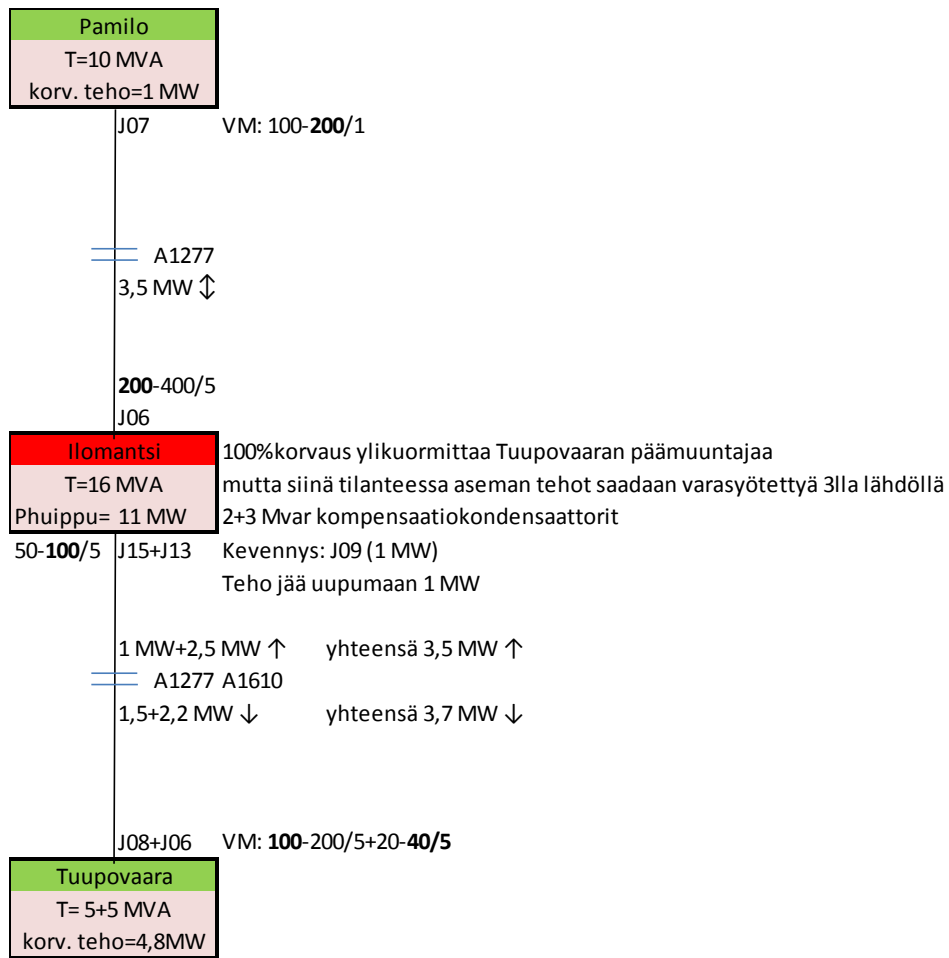
Kuva F. 2: Juuan, Martonvaaran ja Ahmovaaran päävarasyöttöyhteydet.



Kuva F. 3: Heinäveden ja Palokin päävarasyöttöyhteys.



Kuva F. 4: Kesälahden ja Puhoksen päävarasyöttöyhteys.



Kuva F. 5: Ilomantsin, Pamilon ja Tuupovaaran päävarasyöttöyhteydet.